

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Ingeniería Técnica Industrial, especialidad en Electricidad.

Autor: Rubén Marín Lancha

Director: Fernando Soto Martos

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, Febrero de 2011



Agradecimientos

En estos momentos en los que se ve la luz al final del camino, quisiera agradecer a todo el mundo que me ha apoyado en los momentos difíciles.

En especial a mis padres y hermanas por la confianza depositada en mí durante todo este tiempo, por su apoyo moral en los momentos malos.

Y muy especialmente a mi novia Montse por su comprensión durante todo este tiempo.

No quisiera olvidarme de mi tutor de proyecto, por la confianza depositada en mí para la realización del mismo.

Las cosas con esfuerzo y trabajo acaban saliendo, nunca te des por vencido.



Resumen

El proyecto presenta y explica todos los componentes que marcan el precio final del precio de la electricidad en nuestro país.

Se exponen los distintos tipos de consumidores existentes, los consumidores a tarifa (TUR) y los consumidores que van a mercado. Y se analiza cómo se forma el precio de la electricidad que cada uno de ellos paga en su factura de electricidad.

Además se muestra una herramienta informática, que permite estimar la factura de electricidad, en las condiciones actuales, de cada uno de los distintos tipos de consumidores.



ÍNDICE

CAPÍTULO 1.- INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN	2
1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	5
1.3. DEFINICIONES	5
1.4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO	8
CAPÍTULO 2.- COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	9
2.1. INTRODUCCIÓN	10
2.2. TECNOLOGÍAS Y COSTES DE PRODUCCION ELÉCTRICA	13
2.3. CONSUMIDORES DOMÉSTICOS	21
2.4. CONSUMIDORES INDUSTRIALES	27
2.5. COMPONENTES DEL PRECIO FINAL	37
2.5.1. MERCADO DIARIO	37
2.5.2. MERCADO INTRADIARIO	41
2.5.3. SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA	45
2.5.3.1. RESTRICcIONES TÉCNICAS	46
2.5.3.2. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	48
2.5.3.3. PAGOS POR CAPACIDAD.....	52
2.6. PRECIOS EN LOS PAISES EUROPEOS	54
CAPÍTULO 3.- PEAJES E IMPUESTOS.....	58
CAPÍTULO 4.- DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA	66



CAPÍTULO 5.- EJEMPLO	70
CAPÍTULO 6.- PRESUPUESTO.....	77
CAPÍTULO 7.- CONCLUSIONES.....	79
ANEXO I.....	81
ANEXO II.....	83
BIBLIOGRAFÍA	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Sector eléctrico Español	10
Figura 2.2.- Secuencia de mercados en el Mercado Eléctrico Español.....	11
Figura 2.3.- Cobertura de la curva de demanda horaria.....	18
Figura 2.4.- Coste total en función del número de horas de funcionamiento anual.....	19
Figura 2.5.- Tecnologías óptimas en función de las horas de funcionamiento anual ...	19
Figura 2.6.- Curva monótona de demanda.....	20
Figura 2.7.- Cobertura de la curva monótona de demanda a mínimo coste y potencia instalada óptima de cada tipo de tecnología.	20
Figura 2.8.- Factura de un cliente doméstico bloques 1, 2 y 3.....	23
Figura 2.9.- Factura de un cliente doméstico bloques 4 y 5.....	24
Figura 2.10.- Horarios tarifa 6.X.....	33
Figura 2.11.- Factura de un cliente industrial.....	34
Figura 2.12.- Factura de un cliente pequeña y mediana empresa, bloques 1 y 2	35
Figura 2.13.- Factura de un cliente pequeña y mediana empresa, bloques 1 y 2	36
Figura 2.14.- Componentes precio final del mercado.....	37
Figura 2.15.- Curva agregada de oferta de venta	39
Figura 2.16.- Curva agregada de oferta de compra	39
Figura 2.17.- Proceso de casación de generación y demanda en el mercado diario	40
Figura 2.18.- Esquema del funcionamiento del mercado diario.....	41
Figura 2.19.- Marco temporal mercado intradiario.....	42



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.- Consumidores de electricidad	3
Tabla 2.1.- Características de las principales tecnologías de generación	18
Tabla 2.2.- Consumos domésticos	21
Tabla 2.3.- Tarifa de último recurso sin discriminación horaria.....	22
Tabla 2.4.- Períodos de utilización de la discriminación horaria.....	25
Tabla 2.5.- Horas de los distintos períodos.....	25
Tabla 2.6.- Tarifa de último recurso con discriminación horaria.....	25
Tabla 2.7.- Tarifa clientes acogidos al bono social.....	27
Tabla 2.8.- Precios cos ϕ	29
Tabla 2.9.- Zonas de aplicación de tarifas	30
Tabla 2.10.- Duración períodos en baja tensión	30
Tabla 2.11.- Duración períodos en alta tensión.....	30
Tabla 2.12.- Horario en baja tensión	30
Tabla 2.13.- Horario en alta tensión	31
Tabla 2.14.- Horas de los distintos períodos.....	31
Tabla 2.15.- Horario mercado intradiario.....	42
Tabla 3.1.- Tipos de tarifa con sus respectivas potencias y tensiones	59
Tabla 3.2.- Coeficiente para el cálculo de excesos de potencia. BOE 8/11/2001	61
Tabla 3.3.- Precios de la tarifa de acceso 2.0A durante el año 2010	62
Tabla 3.4.- Precios de la tarifa de acceso 2.0 DHA durante el año 2010	62



Tabla 3.5.- Precios de la tarifa de acceso 2.1A durante el año 2010	63
Tabla 3.6.- Precios de la tarifa de acceso 2.1 DHA durante el año 2010	63
Tabla 3.7.- Precios de la tarifa de acceso 3.0 A durante el año 2010	63
Tabla 3.8.- Precios de la tarifa de acceso 3.1 A durante el año 2010	64
Tabla 3.9.- Clasificación de las tarifas de acceso general de alta tensión.....	64
Tabla 3.10.- Precios del término de potencia de la tarifa de acceso 6.X durante el año 2010	65
Tabla 3.11.- Precios del término de energía de la tarifa de acceso 6.X durante el año 2010	65



CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es uno de los pilares básicos del desarrollo del bienestar y económico de la sociedad actual. Con el fin de identificar y analizar los factores que tienen influencia en el precio de este recurso tan valioso, este proyecto trata sobre el precio de la electricidad en España y todos los componentes que lo forman.

Desde 1998, en España existe un mercado de electricidad, que es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado (generadores, comercializadores y consumidores) en las distintas sesiones (diario e intradiario) que se producen cada día, en donde se deben cumplir los procedimientos de operación técnica del sistema, que garantizan el funcionamiento correcto del sistema.

Estas transacciones – cantidades de energía y precio- están gestionadas por el Operador de Mercado Eléctrico (OMEL) [1]. Los agentes de mercado son empresas habilitadas para actuar en el mercado como vendedores y compradores de electricidad. Las transacciones se pueden llevar a cabo de 2 formas distintas, bien con contratos bilaterales (agente comprador-agente vendedor) ó en el sistema único de casación de ofertas de generación y demanda denominado “pool”.

Pueden actuar como agentes del mercado toda empresa que produzca, distribuya y comercialice electricidad, así como los consumidores cualificados. También pueden ser agentes de mercado las empresas que residan fuera de la península y estén habilitados como agentes externos.

En nuestro país los consumidores tienen dos formas muy diferenciadas de abonar el consumo de electricidad, según estén acogidos a la tarifa de último recurso (TUR) o al mercado libre.

El precio que se abona en la TUR, está fijado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo [2]. En esta tarifa se debe abonar un término de potencia, término fijo, y un término variable, dependiente de la energía consumida, más los impuestos correspondientes y el I.V.A.. En este grupo de consumidores, normalmente se encuentran los domésticos y la pequeña y mediana empresa, cuya potencia es generalmente inferior a 15 kW. y están conectados a baja tensión ($U < 1$ kV).

En el mercado libre se paga el precio del mercado más los peajes de acceso a redes, más los impuestos correspondientes. En este grupo se encuentran desde la pequeña y mediana empresa a los grandes consumidores industriales. Estas empresas en la mayoría de los casos la potencia contratada es superior a 15 kW. y están conectadas a alta tensión ($U > 1$ kV).

Los dos grandes grupos de consumidores de electricidad y las partes que forman los precios de cada grupo se muestran en la tabla 1.1:

Consumidores domésticos o Residenciales	TUR	Término fijo	Potencia contratada
		Término variable	Energía consumida
		Impuestos	

Consumidores pequeña y mediana empresa	TUR	Término fijo
		Término variable
		Impuestos

Consumidores pequeña y mediana empresa	Pool
	Peajes de acceso
	Impuestos

Consumidores industriales grandes empresas	Pool
	Peajes de acceso
	Impuestos

Tabla 1.1 Consumidores de electricidad

La determinación del precio final de la electricidad en el sistema eléctrico español viene determinado por el resultado de los siguientes procesos:

- Mercado diario, mercado en el cual se realizan las transacciones de energía eléctrica para el próximo día, mediante la presentación de ofertas de compra y venta y su posterior adquisición de energía por parte de los agentes.
- Mercado intradiario, mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y oferentes las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos, que tengan la condición de agentes del mercado.
- Servicios de ajuste del sistema, conjunto de mecanismos de carácter competitivo gestionados por el operador del sistema (Red Eléctrica de España [3]). Los servicios de ajuste comprenden varios términos:
 - ✓ Restricciones técnicas (PBF), resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa base de funcionamiento mediante la modificación de los programas de unidades de programación y su posterior proceso de reequilibrio generación – demanda
 - ✓ Desvíos de regulación, son los que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

- ✓ Restricciones en tiempo real, proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación.
 - ✓ Excedentes/déficit de desvíos, diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.
- d) Servicios complementarios, servicios de carácter potestativo que intervienen en el mercado eléctrico, existiendo varios términos:
- ✓ Regulación secundaria, servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto en la interconexión España-Francia, y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).
 - ✓ Regulación terciaria, servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.
 - ✓ Pagos por capacidad, pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto, consiste en identificar y analizar los componentes que conforman el precio de la electricidad en la actualidad en España, para los distintos tipos de consumidores.

Adicionalmente se realizará una herramienta informática que permita estimar la facturación de energía eléctrica para distintos tipos de clientes.

1.3. DEFINICIONES

- ▶ **ATR.** Acceso de Terceros a la Red.
- ▶ **Banda de regulación secundaria.** Su objetivo es ajustar automáticamente la producción a la demanda real, manteniendo los intercambios internacionales en sus valores de programa.
- ▶ **Contrato bilateral.** Contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor directo en mercado o un comercializador y un productor u otro comercializador, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.
- ▶ **Demanda peninsular en mercado libre.** Demanda de energía eléctrica medida en barras de central de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.
- ▶ **Demanda peninsular en mercado regulado.** Demanda de energía eléctrica medida en barras de central de los consumidores peninsulares que contratan con distribuidoras (hasta Junio 2009) o bien con las comercializadoras de último recurso (desde Julio 2009).
- ▶ **Desvíos a bajar.** Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción de una central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo de dicha central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.
- ▶ **Desvíos a subir.** Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción de una central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo de la central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

- ▶ **Desvíos de regulación entre sistemas.** Son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales físicos medidos y los programados y los intercambios internacionales programados.
- ▶ **Excedente/déficit de desvíos.** Diferencia entre el importe del pago de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.
- ▶ **Gestión de desvíos.** Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran parecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.
- ▶ **Mercado de electricidad.** Es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema. Los contratos bilaterales físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario.
- ▶ **Mercado diario.** Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. A su vez, es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones de las energías renovables. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los comercializadores registrados como vendedores. La parte demandante en el mercado diario son los distribuidores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores registrados como compradores. El resultado garantiza que no se supera la capacidad máxima de interconexión con sistemas eléctricos externos considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las interconexiones internacionales.
- ▶ **Mercado intradiario.** Es un mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y oferentes las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores, que tengan la condición de agentes del mercado. En el caso de los compradores en el mercado diario, para poder acudir al mercado intradiario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico. En el caso de los productores deben haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico, o haber estado indisponible para su participación en el mercado diario y haber quedado disponible posteriormente. Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.
- ▶ **Mercados de operación.** Tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la

gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por Red Eléctrica de España, como responsable de la operación del sistema.

- ▶ **Operador de mercado.** Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan. En España Operadora del Mercado Ibérico de Energía – Polo español, S.A. (OMEL).
- ▶ **Operador de sistema.** Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En el modelo actual español, el Operador del Sistema es también el gestor de la red de transporte. En España, Red Eléctrica de España.
- ▶ **Pagos por capacidad.** Pago regulado que se incluye en el precio de la demanda peninsular para garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.
- ▶ **Regulación terciaria.** Es el mecanismo que tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda.
- ▶ **Restricciones en tiempo real.** Proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación.
- ▶ **Restricciones técnicas PBF.** Mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la modificación de los programas de las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.
- ▶ **Servicios de ajuste del sistema.** Son aquéllos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como sistemas de ajuste la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.
- ▶ **Suministro último recurso.** Régimen de suministro de energía eléctrica, que sustituye a las tarifas integrales, establecido para determinados consumidores que, por sus características, pudieran tener problemas para contratar su consumo en el mercado liberalizado, a los que se aplicarán las Tarifas de Último Recurso.

- ▶ **Tarifa de Último recurso (TUR).** Precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores a los que se asigna la función de suministro de último recurso (los denominados comercializadores de último recurso), a los consumidores que cumplan los criterios fijados para poder ser suministrados bajo este régimen y que decidan acogerse al mismo. Desde el 1 de Julio de 2009 son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquéllos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

1.4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Con la finalidad de facilitar la comprensión y lectura del proyecto, él mismo se presenta en capítulos independientes relacionados entre sí, en los que se trataran los temas necesarios para su conocimiento, con diferentes apartados y epígrafes.

El proyecto cuenta con siete capítulos y 2 anexos, incluyendo la introducción y la bibliografía utilizada.

En el capítulo 2, se desarrolla el estudio del precio del mercado eléctrico en profundidad, mostrando los distintos tipos de consumidores que existen, así como cada una de las partes que componen el precio final de la electricidad.

En el capítulo 3, se explican los peajes e impuestos que se pagan por el consumo de energía.

Por su parte el capítulo 4, muestra la herramienta informática que permite el cálculo de los distintos precios a pagar, dependiendo del tipo de consumidor que sea. Consumidor doméstico (con y sin discriminación horaria), pequeña y mediana empresa, así como un industrial.

En el capítulo 5, se muestran una serie de imágenes y cálculos, para ilustrar el funcionamiento de la aplicación desarrollada.

En el capítulo 6, se muestra un presupuesto orientativo del precio que costaría la realización del proyecto.

En el capítulo 7, se terminará con una serie de conclusiones a las que se llegan una vez que el tema está explicado y desarrollado.



CAPÍTULO 2

COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

2.1. INTRODUCCIÓN

El mercado de electricidad es la fusión de acuerdos de energía eléctrica que se lleva a cabo mediante la compra-venta de energía realizada entre los distintos agentes del mercado.

Los Agentes del Mercado son las empresas habilitadas para actuar como compradores y vendedores de energía. Estos agentes son productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, consumidores cualificados y empresas residentes en otros países externos al Mercado Español que tengan habilitación como agentes externos.

El Operador del Mercado es el responsable de la gestión económica del sistema. Le corresponde a él recibir las ofertas de venta y de compra de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones.

Las transacciones se pueden llevar a cabo de dos formas distintas, bien con contratos bilaterales (agente comprador-agente vendedor) ó en el sistema único de casación de ofertas de generación y demanda denominado “pool”.

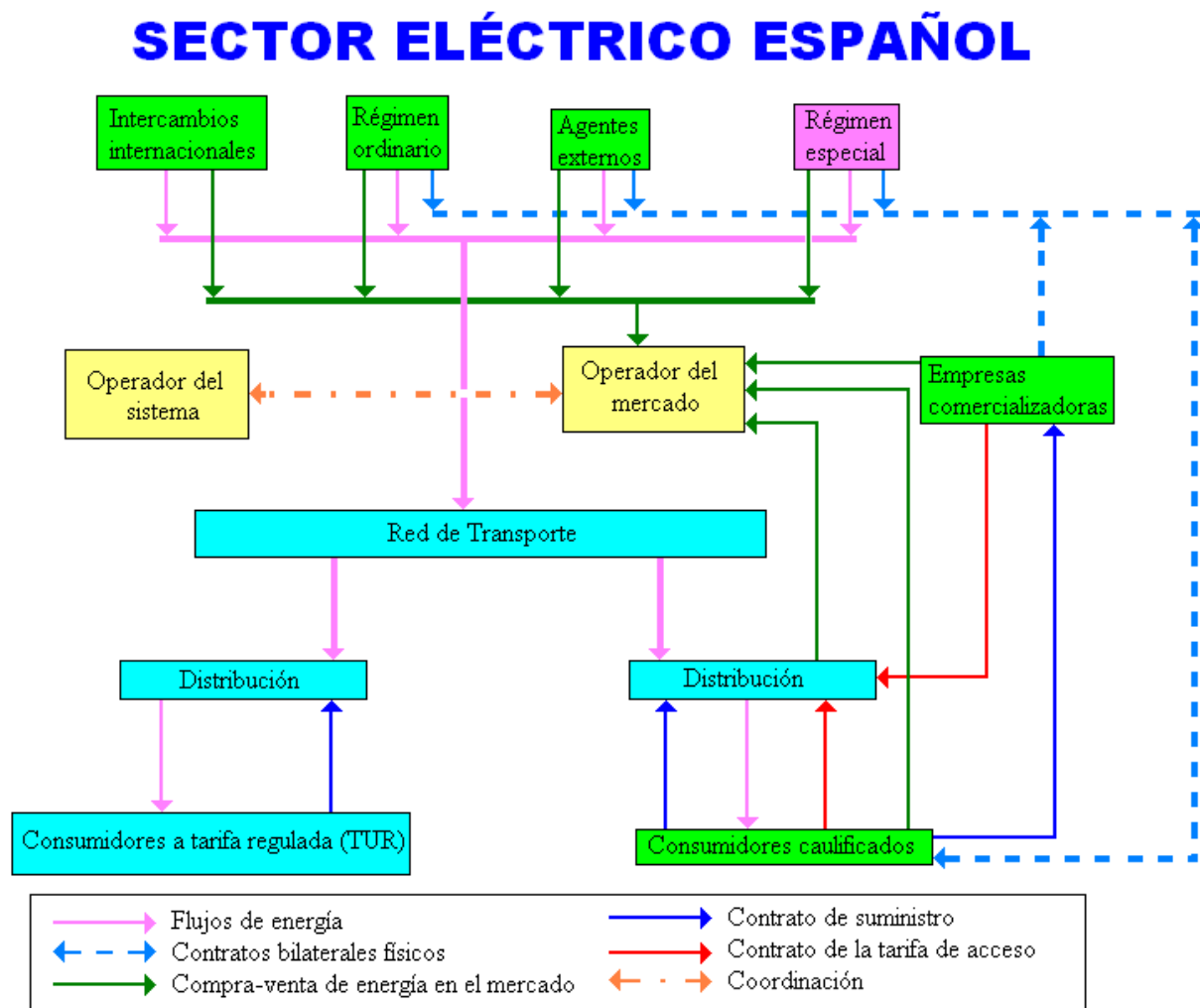


Figura 2.1.- Sector eléctrico Español.

En la figura 2.1 se puede ver con claridad el funcionamiento del sector eléctrico español, en el cual productores y compradores, realizan sus ofertas al operador del mercado.

El operador del mercado (OMEL) realiza una sesión diaria de compra-venta de energía, mediante un sistema de casación de ofertas, a esta sesión se le denomina mercado diario. En el Mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

En la figura 2.2, se puede ver la secuencia de mercados en el Mercado Eléctrico Español. Los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años). En la figura 2.2 aparece el concepto de Central Eléctrica Virtual (VPP), que consiste en integrar las fuentes de energía distribuida en la red eléctrica haciendo operar a las diferentes plantas de manera optimizada para obtener un beneficio técnico.



Figura 2.2.- Secuencia de mercados en el Mercado Eléctrico Español. Fuente Energía y sociedad [4]

Al llegar el día anterior al despacho o entrega física de la energía (D-1), los agentes intercambian energía para el día D en el mercado diario organizado por el Operador del Mercado Ibérico (OMIE) [5].

Además, en un corto plazo, dentro de las 24 horas anteriores al momento de la entrega física de la energía, existen otros mercados en los que los agentes (generadores, comercializadores, etc.) pueden ajustar sus posiciones comerciales y en los que los generadores (y en algunos casos también la demanda) ofrecen una serie de servicios de gestión técnica al sistema.

En los contratos bilaterales los compradores y vendedores negocian directamente, aunque esto puede ser facilitado típicamente por un bróker o agente de bolsa. Tales mercados son extremadamente flexibles ya que se pueden realizar cualquier trato que se especifique entre las partes y en los términos que ellos convengan. Pueden ser mercados directos o por medio de agentes de bolsa y pueden ser más o menos centralizados.

La principal ventaja del contrato bilateral es que ambos, el generador y el consumidor quedan satisfechos con un precio predicho. Sin embargo, existe un riesgo asociado a este tipo de contratos. Si el precio del mercado es más elevado que el fijado en el contrato bilateral, entonces el generador pierde beneficios en comparación con lo que podía haber ganado si sólo hubiese vendido en el pool. En este caso el consumidor se beneficia al pagar menos por la energía contratada.

Por otro lado, si el precio medio del mercado es menor que el del contrato bilateral, el comprador está obligado a pagar un precio por la cantidad de energía que fijó en el contrato más elevado que si dicha energía la hubiese comprado en el pool. En este caso, el generador se beneficia por ganar más que si solamente hubiese vendido energía en el pool.

Se pueden diferenciar dos tipos básicos de contratos bilaterales:

a) Contratos Bilaterales Físicos

En este tipo de contrato los compradores y vendedores establecen libremente relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador. Estas relaciones se basan en un intercambio de ofertas entre los participantes del mercado.

Este tipo de acuerdos son contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor y un productor, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad dada de energía a un precio acordado por ambos.

En este caso tanto los productores como los compradores realizan sus ofertas al operador de mercado, para que este realice las operaciones oportunas, existiendo una relación comercial entre consumidores y suministradores, cosa que no ocurría en el tipo Pool.

b) Contratos Bilaterales Financieros

Los contratos bilaterales financieros son productos de un libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores, ya sea en forma directa o a través de un comercializador.

En el caso del mercado eléctrico español, este tipo de contratos se denominan Contratos por Diferencias. Con este instrumento financiero los agentes participantes aseguran un precio de compra/venta para un determinado período (1 día, 1 semana, 1 mes, 1 año, etc.). Es un contrato con un perfil plano (el precio no cambia). A su vencimiento, el contrato se ejecuta mediante la liquidación de la cantidad contratada por la diferencia entre el precio pactado y el precio medio del mercado, durante el período de ejercicio.

Los consumidores cualificados que deseen participar en el mercado de producción pueden acceder a todas las posibilidades que se ofrecen a cualquier otro demandante de energía, independientemente de su tamaño, puesto que su principal objetivo radica en conseguir, de forma simple la energía que necesita consumir para cada uno de los días y recibir la factura por la energía adquirida al mercado cada mes.

En el punto tres se presentarán cada uno de los tipos de consumidores de electricidad que existen en España, con sus respectivos precios de potencia y de energía.

2.2. TECNOLOGÍAS Y COSTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La actividad de generación consiste en transformar una energía primaria (nuclear, térmica, hidráulica, eólica, solar, etc.) en energía eléctrica. Cada tecnología de generación tiene su propia estructura de costes y características técnicas:

- Cada tecnología resulta especialmente adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio concreto en relación con la cobertura de la demanda eléctrica.
- Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible la energía que demandan los consumidores en cada momento

Por ejemplo, hay tecnologías con costes fijos muy altos (amortización de la inversión, parte fija del coste de operación y mantenimiento, etc.) pero con costes variables muy bajos. Este tipo de tecnologías son las más adecuadas para producir un número de horas al año muy elevado. Sin embargo, las tecnologías con costes fijos muy bajos pero con costes variables muy altos, son las más indicadas para producir durante un número reducido de horas al año.

Actualmente es necesario disponer de tecnologías que permitan satisfacer las restricciones medioambientales (generación de electricidad sin contaminar) y que aporten una seguridad de suministro de combustibles provenientes del exterior o de factores no controlables.

Por lo tanto, todas las tecnologías aportan un servicio concreto a la demanda existente, por lo que todas son necesarias, ya que se complementan las unas con las otras para garantizar el suministro de energía de cada momento de la forma más adecuada en términos técnicos, económicos y medioambientales.

Las principales tecnologías de generación eléctrica son:

Centrales hidráulicas

Este tipo de centrales aprovechan, la energía de una masa de agua en el cauce de un río o retenida en un embalse, convirtiéndola en energía eléctrica a través de un generador acoplado a una turbina. Existen tres tipos:

- Con agua embalsada, almacenan agua en un embalse de gran capacidad y producen electricidad en función del precio esperado del mercado diario y las precipitaciones futuras (aportes de agua al embalse).
- Hidráulicas fluyentes, las cuales no disponen de grandes embalses sino que su producción depende del aporte de agua recibida en cada momento.
- De bombeo, generan la energía a base de bombear agua desde un nivel situado por debajo de las turbinas hasta un embalse situado por encima de las mismas (consumiendo electricidad para ello), para producir electricidad más tarde turbinando el agua previamente elevada. Generalmente, bombean cuando el precio de la electricidad es bajo y generan cuando el precio de la electricidad es elevado.

Las centrales con agua embalsada y de bombeo son por lo general muy flexibles (pueden incrementar / reducir su producción muy rápidamente), por lo que son técnicamente adecuadas para responder a variaciones de la demanda en muy corto plazo.

Los costes fijos asociados a estas tecnologías son elevados (maquinaria compleja, grandes obras hidráulicas y embalses) además hay que tener en cuenta sus costes variables. Estos costes toman un papel importante en las centrales de bombeo, puesto que deben comprar electricidad para bombear, sufriendo una pérdida de rendimiento (la energía obtenida al turbinar es menor que la utilizada para bombear).

Los ingresos unitarios de las centrales con agua embalsada y de bombeo son altos (concentran su producción en las horas de precios elevados), sin embargo sus ingresos absolutos no lo son tanto, ya que producen un reducido número de horas al año. Esto hace que la rentabilidad realmente obtenida por estas tecnologías sea moderada.

Centrales nucleares

Esta tecnología está basada en la fisión de los núcleos de uranio. El calor obtenido de la misma se utiliza para producir vapor, el cual se turbinar para producir electricidad.

Las centrales nucleares no emiten ningún tipo de gas contaminante a la atmósfera, aunque sí generan residuos nucleares que deben ser depositados en almacenes aislados y controlados durante largo tiempo debido a su impacto radiactivo.

Este tipo de centrales tienen un régimen de funcionamiento significativamente rígido (tardan días en arrancar y alcanzar el máximo nivel de producción). Es por eso que la capacidad para variar su nivel de producción a corto plazo es limitado.

Sus costes fijos son muy elevados y sus costes variables relativamente bajos. Debido a las mayores exigencias de seguridad, estos costes fijos se han visto

incrementados, sin embargo se incrementan sus ingresos debido a la internalización del coste del CO₂ en el precio del mercado, aunque sus costes se ven afectados, debido a que esta tecnología no produce CO₂.

Centrales térmicas convencionales (carbón, gas natural y fuelóleo)

Esta tecnología se basa en quemar algún tipo de combustible fósil para producir vapor, el cual es turbinado para producir electricidad. Los combustibles utilizados básicamente son carbón, gas natural y fuelóleo.

Este tipo de centrales (especialmente las de carbón y fuelóleo) tienen un gran impacto ambiental debido a la emisión de gases contaminantes y partículas a la atmósfera. Para paliar en la medida de lo posible este efecto negativo, se están incorporando a las centrales diversos elementos y sistemas que permiten reducir dichas emisiones, como por ejemplo desulfuradoras.

Las centrales de carbón pueden ser de carbón importado o de carbón autóctono. Aunque el carbón autóctono mejora el grado de autoabastecimiento energético nacional, el carbón importado tiene un coste normalmente inferior, mayor poder calorífico, mejores cualidades medioambientales (menos emisiones y partículas en su combustión), diversificado geográficamente y existente en países con reducido riesgo geopolítico, por lo cual, la mayor parte de carbón consumido es importado.

Las centrales de fuelóleo y las de gas natural son flexibles mientras que las de carbón son significativamente rígidas.

Centrales térmicas de ciclo combinado

En estas centrales, la energía térmica del gas natural es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos primero una turbina de gas y después una turbina de vapor.

Este tipo de centrales poseen una alta eficiencia y es poco contaminante. Son muy fiables (las tasas de fallo más bajas de todo el parque de generación) y muy flexibles.

El principal inconveniente es la dependencia de un combustible que proviene, en su mayor parte, de países con poca estabilidad política. Para contrarrestar este inconveniente, nuestro país posee una de las mayores diversificaciones de orígenes de gas natural gracias al fuerte desarrollo de regasificadoras, lo que proporciona una elevada seguridad de suministro.

Cogeneración

Son instalaciones en las que se obtiene de forma simultánea electricidad y energía térmica útil (calor o frío). En estas centrales, con tamaños desde unos pocos MW a grandes instalaciones (más de 50 MW) parte es turbinado para producir electricidad y parte es extraído para suministrar calor o frío para uso industrial o residencial.

Esta tecnología reduce la emisión de contaminantes debido a su elevado rendimiento (es necesario utilizar menos combustible que si se produjeran electricidad y calor/frío mediante procesos separados).

Generación eólica

Estas instalaciones producen electricidad a partir de la energía cinética del viento. Generalmente se agrupan en un mismo emplazamiento varios aerogeneradores, formando “parques eólicos”, que pueden superar los 100 MW.

No se produce ninguna emisión contaminante y no requiere de energías primarias suministradas desde mercados internacionales (favoreciendo el autoabastecimiento). No obstante, pueden producir impacto visual y ofrecen una producción intermitente (dependen de la ocurrencia del viento).

Generación solar

Existen básicamente dos formas de aprovechar la energía solar para producir electricidad:

- 1) Tecnología solar térmica (o termosolar, el calor procedente de la radiación del sol produce vapor, el cual es turbinado para producir electricidad).
- 2) Tecnología solar fotovoltaica (transforma directamente la energía solar en electricidad mediante “células solares” basadas en materiales semiconductores que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar).

La generación con estas instalaciones (que pueden superar los 50 MW en el caso de las unidades termosolares) no produce emisiones contaminantes. Sin embargo, su superficie necesaria por unidad de potencia es actualmente muy baja y tienen costes de inversión relativamente elevados, aunque decrecientes.

Biomasa

Estas centrales son similares a las térmicas convencionales, con la diferencia de que el combustible utilizado es de origen orgánico. Estas instalaciones, normalmente de pequeño tamaño (actualmente de 30-40 MW, en comparación con unos 1.000 MW de una unidad nuclear), aprovechan materias orgánicas de origen vegetal o animal (“biomasa”) procedentes de residuos (forestales, agrícolas, de transformación agropecuaria o de la madera, etc.) o de cultivos energéticos.

En la tabla 2.1, se pueden apreciar las características de las principales tecnologías de generación existentes en España.

Tecnología	Coste de inversión (1)	Coste fijo de explotación (2)	Coste variable de generación en el corto plazo (3)	Funcionamiento (horas a plena potencia/año)	Seguridad de suministro(4)	Emisiones
Nuclear	Muy alto	Alto	Muy bajo	8.000	a) Técnica: alta b) Abastecimiento: alta (pese a que las reservas de uranio son limitadas, desarrollos tecnológicos permitirán mayor aprovechamiento combustible alternativos) c) Flexibilidad: muy baja	No emiten (aunque genera residuos con larga vida)
Hidráulica regulable	Muy alto	Medio	Muy bajo	1.500-2.000	a) Técnica: alta b) Abastecimiento: media-alta (en función de capacidad del embalse) c) Flexibilidad: muy alta	No emiten
Hidráulica fluyente	Alto	Medio	Muy bajo	1.500-2000	a) Técnica: alta b) Abastecimiento: baja (en función de las aportaciones hidráulicas de corto plazo) c) Flexibilidad: baja	No emiten
Bombeo	Muy alto	Medio	Medio	1.000-1.500	a) Técnica: alta b) Abastecimiento: alta c) Flexibilidad: muy alta	Sin emisiones directas (indirectas al consumir para bombear)
Carbón	Alto	Medio	Medio (carbón importado) o alto (carbón autóctono)	3.000 (desplazadas por renovables; históricamente, 6.000-7.000)	a) Técnica: alta b) Abastecimiento: alta (abundancia de reservas; sin riesgo geopolítico) c) Flexibilidad: media	Niveles altos de CO ₂ , SO ₂ , NO _x
Ciclo combinado	Moderado	Bajo	Medio	3.000 (desplazadas por renovables; históricamente, 5.000-6.000)	a) Técnica: alta b) Abastecimiento: alta (abundancia de reservas; riesgo geopolítico compensado con fuerte diversificación de orígenes) c) Flexibilidad: muy alta	Niveles moderados de CO ₂ y reducidos de SO ₂ , NO _x
Fuelóleo	Moderado	Medio	Alto	500	a) Técnica: media b) Abastecimiento: alta c) Flexibilidad: media	Niveles altos de CO ₂ , SO ₂ , NO _x
Eólica	Alto	Bajo	Casi nulo	2.100	a) Técnica: media-alta (riesgo ante condiciones extremas) b) Abastecimiento: baja a corto plazo (viento intermitente) alta a largo plazo (evita importación combustibles / independencia) c) Flexibilidad: nula	No emiten

- (1) Adquisición de los equipos de generación y a la construcción (ingeniería, obra civil, etc.).
- (2) Costes de explotación independientes del nivel de producción (salarios, alquileres, tasas, parte del mantenimiento, etc.).
- (3) Es importante no confundir “costes variables” con “costes de oportunidad”. Los segundos son los que los generadores han de considerar a la hora de realizar sus ofertas al mercado
- (4) Medida en términos de a) garantía de disponibilidad técnica en los momentos de mayor demanda; b) garantía de abastecimiento de energía primaria; c) contribución a la gestionabilidad del Sistema (flexibilidad para ajustar su producción rápidamente, contribuyendo a mantener el equilibrio producción- demanda eléctrica en todo momento).

Tabla 2.1.- Características de las principales tecnologías de generación. Fuente propia.

Características económicas de las tecnologías de generación

Las tecnologías se caracterizan por sus diferentes estructuras de costes y por su capacidad para adaptarse a las variaciones de la demanda con la suficiente rapidez. Esto hace que sea eficiente que, en un mismo instante, estén produciendo varias tecnologías diferentes.

En la figura 2.3, se puede apreciar la cobertura de la curva de demanda horaria en el mes de Noviembre del 2010:

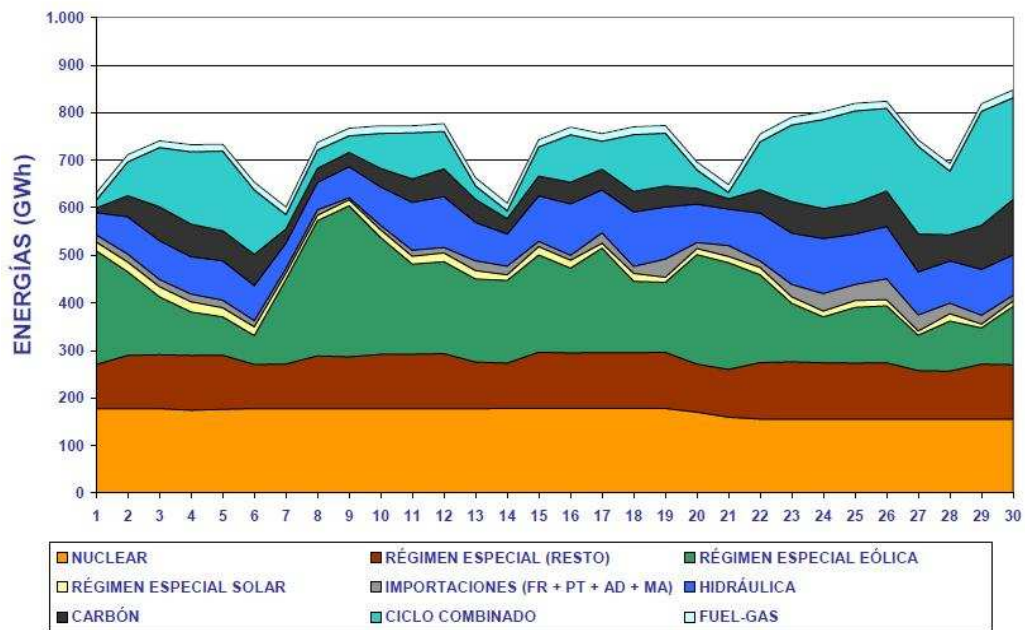


Figura 2.3 Cobertura de la curva de demanda horaria. Noviembre del 2010. Fuente OMEL

Atendiendo a las estructuras de costes de cada una de las tecnologías éstas se pueden clasificar en:

- Tecnologías de base, en este grupo se encuentran las nucleares, algunas de las centrales de carbón y ciclos combinados, con costes fijos relativamente elevados y variables relativamente bajos.
- Tecnologías de punta, donde podemos localizar las centrales de fuelóleo, turbinas de gas, con costes fijos bajos y variables altos.

- Tecnologías intermedias situándose en este grupo algunas centrales de carbón y ciclos combinados existentes, centrales hidráulicas regulables, con costes fijos y variables intermedios respecto a los de las centrales de base y punta.

Si se considerase que existe una tecnología de producción que corresponde a cada una de las anteriores categorías. Si se toma como ejemplo el coste de 1 MW de potencia instalada en función del número de horas de funcionamiento anuales de cada categoría, se podría representar la figura 2.4, en la que el coste variable (CV_i) de cada tecnología representada, viene dado por la pendiente de coste total.

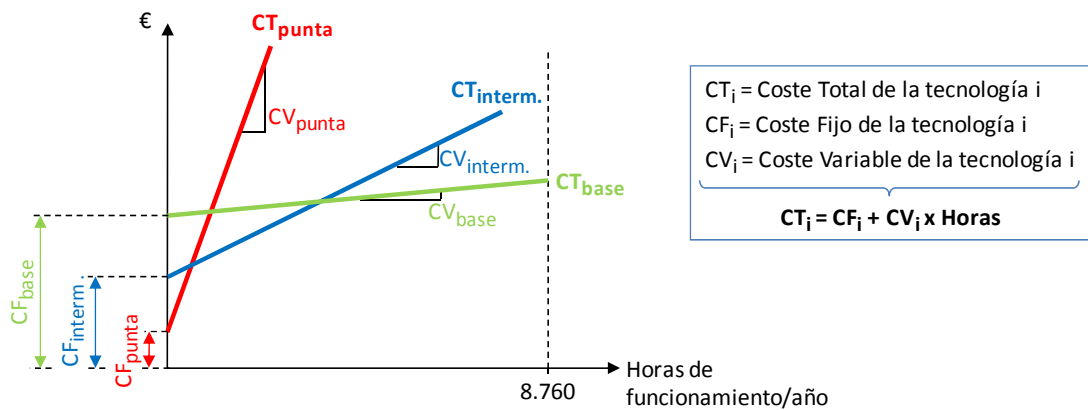


Figura 2.4 Coste total en función del número de horas de funcionamiento anual. Fuente energía y sociedad

Teniendo en cuenta las anteriores curvas, se puede observar que cada tecnología es óptima para un determinado número de horas al año, esto se puede apreciar en la figura 2.5.

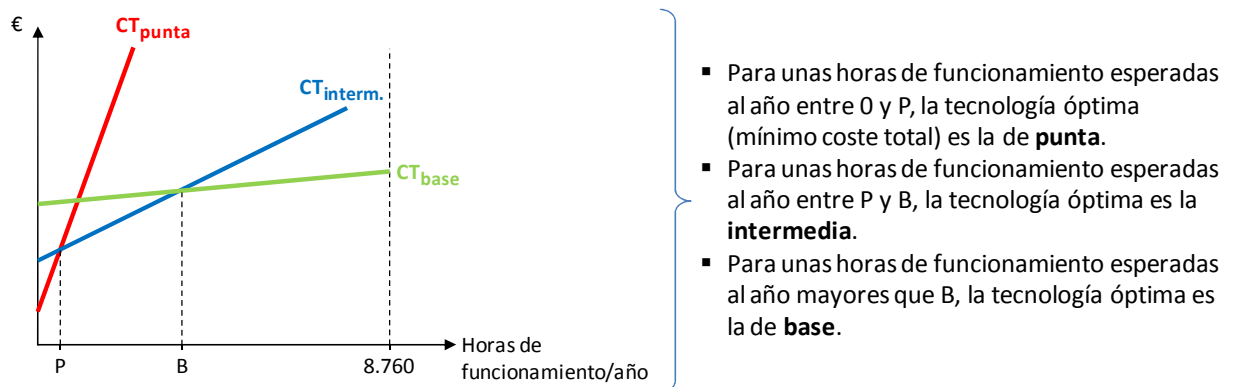


Figura 2.5 Tecnologías óptimas en función de las horas de funcionamiento anual. Fuente energía y sociedad

Si tenemos en cuenta solo la demanda, ésta se muestra muy inestable a lo largo de cada una de las horas del año, mostrando una diferencia muy significativa entre la hora de demanda anual máxima y la mínima.

Si se ordena la demanda en cada hora del año de mayor a menor, resultaría una curva como la mostrada en la figura 2.6. Esta curva se denomina curva monótona de demanda.

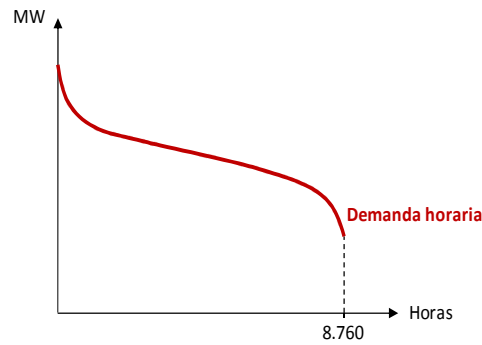


Figura 2.6 Curva monótona de demanda. Fuente energía y sociedad

Si solapamos las gráficas 2.5 y la 2.6, se aprecia que para cubrir la demanda necesaria de la forma más óptima con un mínimo coste, es preciso utilizar cada tecnología óptima en cada uno de los rangos de las horas de funcionamiento, mencionados anteriormente.

En la figura 2.7, se puede observar lo explicado anteriormente.

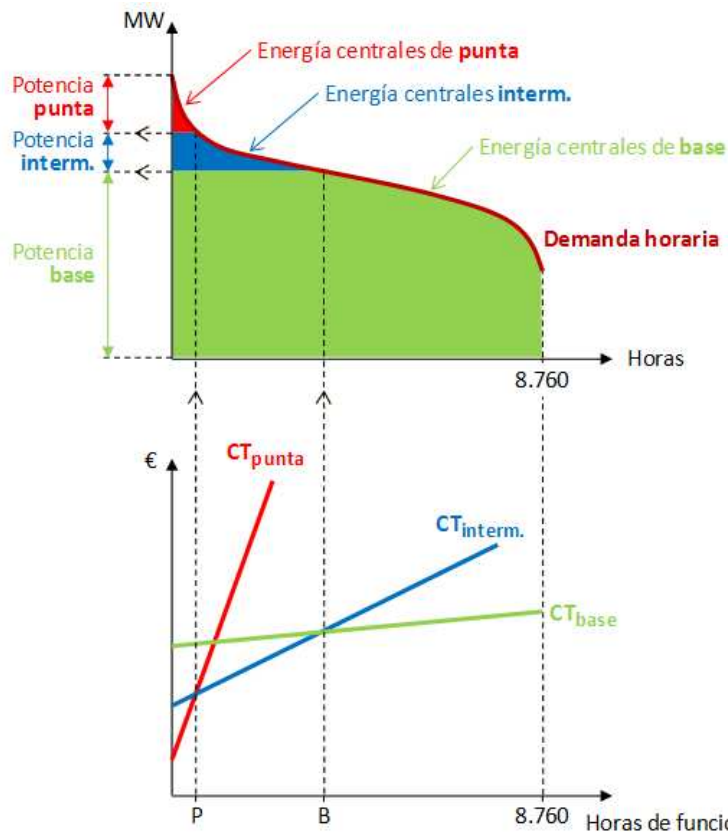


Figura 2.7 Cobertura de la curva monótona de demanda a mínimo coste y potencia instalada óptima de cada tipo de tecnología. Fuente energía y sociedad

Es fácilmente apreciable que para poder satisfacer la demanda necesaria de la forma más óptima con el mínimo coste es preciso que en ciertos instantes estén en funcionamiento más de una tecnología para producir la energía eléctrica necesaria. Esto es importante porque si se consigue satisfacer la demanda al menor coste, esto repercutirá en el precio final de los consumidores.

2.3. CONSUMIDORES DOMÉSTICOS

Este tipo de consumidores, la potencia que tienen contratada es una potencia inferior a 10 kW. permaneciendo conectados a baja tensión ($U < 1\text{kV}$), pagando la Tarifa de Último Recurso (TUR). El contrato se realiza con una comercializadora de último recurso de la lista de empresas autorizadas por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICyT). Algunas de las empresas que cumplen este servicio en la actualidad son:

1. ENDESA ENERGÍA XXI, S.L.
2. IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.
3. UNIÓN FENOSA METRA, S.L.
4. HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.
5. E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L.

En el anexo I, se pueden observar todos los datos para la contratación con estas empresas.

Un patrón que se podría utilizar para observar el consumo de este grupo de usuarios cuyo consumo medio anual sería de unos 4000 kWh al año, se muestra en la tabla 2.2:

Equipos	Consumo
Aire Acondicionado	1 %
Iluminación	9 %
Cocina	11 %
Electrodomésticos	12 %
Agua caliente	26 %
Calefacción	41 %

Tabla 2.2.- Consumos domésticos. Fuente Guía práctica de la energía (MITYC 2010)

En el anexo II. se puede apreciar dos imágenes, obtenidas de la Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable, editada por el MITYC en el año 2010, donde marca las pautas para realizar un consumo eficiente y en la cual marca el reparto mostrado en la anterior tabla.

La factura eléctrica consta de varios términos:

- 1) Término fijo, en este concepto, se factura la potencia contratada, cuyo valor es obtenido de multiplicar el precio del término de potencia por los kilovatios contratados. Este valor es marcado por el MITYC.

- 2) Término variable, o término de energía, en este apartado se factura el consumo proporcionado en el período de facturación, medido por el contador instalado por la compañía, por el término de energía aparecido en el BOE correspondiente.
- 3) Otros conceptos como son el alquiler del equipo de media, impuesto de electricidad y el I.V.A.

Hay que indicar que el MITyC acaba de aprobar la posibilidad de realizar las revisiones de estos precios cada tres meses (antes lo hacía cada seis meses). Este año los precios de los términos de potencia y de energía de la TUR se han mantenido constantes en los primeros 9 meses del año.

Los precios para ambos términos para el último trimestre son fijados en el BOE del 30 de Septiembre de 2010. Los valores se pueden observar en la tabla 2.3:

SUMINISTRO ELECTRICO DE ÚLTIMO RECURSO		
Potencia contratada	Término fijo (Euros/kW y año)	Término variable (Euros/kWh)
Potencia contratada igual o inferior a 10kW.	20.633129	0.125159

Tabla 2.3.- Tarifa de último recurso sin discriminación horaria BOE 30.09.2010.

Dentro de este grupo de consumidores, podemos distinguir dos tipos de tarifas:

- Sin discriminación horaria.
- Con discriminación horaria.

Sin discriminación horaria

En este tipo de tarifa se realiza la facturación con los términos mencionados anteriormente, y los precios de la tabla 2.3, más los impuestos sobre electricidad y el I.V.A.

En la figura 2.8 y 2.9 se muestran una factura real de un consumidor doméstico, dividida en dos partes, especificando en cada una de ellas las partes que componen la factura. Esta se divide en cinco bloques bien diferenciados.

En el primer bloque aparece el número de contrato entre la empresa suministradora y el consumidor, la fecha y número de la factura y el importe total de la misma.

En el siguiente se muestran los datos del titular, la forma de pago, siendo en la mayoría de los casos por domiciliación bancaria (estos datos por motivos de seguridad no aparecen completos), y la fecha de cargo en el número de cuenta mencionado.

El tercer gran bloque es propio del consumo, en él se muestra, la potencia contratada, el consumo de energía, los impuestos directos e indirectos y el I.V.A., junto a

los precios marcados por el ministerio o pactados directamente con la comercializadora (en la factura aparecen los precios marcados por el MITYC).

También aparece un cuadro informativo, en el que nos indica cual es el destino del dinero que ingresan de las facturas.

Todo lo mencionado anteriormente esta marcado en la factura para que sea más fácil su localización

Hoja número 1 / 2

FACTURA DE ELECTRICIDAD

- Referencia de contrato
 - Fecha de la Factura
 - N° de la factura
 - Importe

Referencia contrato
 Período de facturación 09/09/2010 – 11/10/2010
 Fecha factura 11 de octubre de 2010
 N° factura

IMPORTE FACTURA 75,93 €

Remite: IBERDROLA COMERCIALIZACION DE ULTIMO RECURSO S.A.U. Apartado de Correos 61175 28080 Madrid

1 DATOS DEL CLIENTE

DOMINGO
NIF
SERVICIOS GENERALES
C/
45100 SONSECA (TOLEDO)
Forma de pago
Entidad
Sucursal Código Cuenta Bancaria

DATOS DEL CONTRATO:

- Datos del usuario
- Nombre, dirección y N.I.F.
- Tipo de edificación
- Datos de la domicialización bancaria
- Fecha de cargo en cuenta bancaria

**DOMINGO
SERVICIOS GENERALES
C/
45100 SONSECA (TOLEDO)**

- DATOS DEL USUARIO

Fecha de cargo: 19/10/2010

2 FACTURACIÓN

		EUROS
ENERGIA		
Potencia contratada	3,3 kW x 32 días x 0,056529 €/kW día	5,97
Energía consumida	301,22 kWh x 0,117759 €/kWh	35,47
	157,78 kWh x 0,125159 €/kWh	19,75
Impuesto sobre electricidad	4,864% s/61,19 x 1,05113	3,13
TOTAL ENERGIA		64,32
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		
Alquiler equipos de medida	32 días x 0,000986 €/día	0,03
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		0,03
Importe total		64,35
IVA	18% s/64,35	11,58
TOTAL IMPORTE FACTURA		75,93

FACTURACIÓN:
Los términos mas importantes son:

- Potencia
- Energía
- Descuento kW's gratuitos
- Impuesto sobre electricidad
- Alquiler de equipos de medida
- I.V.A.

¿Cuál es el destino de lo que paga en su factura?
De los 75,93 € de su factura, 34,27 € están destinados al pago de impuestos y otros recargos establecidos por la normativa en vigor, ajenos al suministro. Los 41,66 € restantes están destinados al pago de la producción y suministro de la energía así como a la retribución de la red eléctrica.

Costes suministro eléctrico	
Producción y suministro de la energía	28,61€
Retribución de la red eléctrica	13,05€
	41,66€
Resto de costes	
Recargos por normativa vigente	19,56€
Impuestos (IE+IVA)	14,71€
	34,27€
Total	75,93€

Para realizar los cálculos se ha utilizado el valor de coste de la energía fijado en la OM ITC 1732/2010 de 30 de junio

Figura 2.8 Factura de un cliente doméstico bloques 1, 2 y 3. Fuente propia

El cuarto bloque nos indica la potencia que tiene el usuario, el tipo de tarificación contratada, en este caso una tarifa ATR 2.0A (tarifa utilizada cuando la potencia contratada es inferior a 15 kW y se tiene un único período tarifario), así como unas referencias que nos indican el centro de transformación desde el que se le suministra el servicio.

El último bloque determina el consumo obtenido en el período facturado (normalmente un mes), se indica también si la lectura mostrada es real o estimada, al igual que una gráfica con el historial del consumo del usuario.

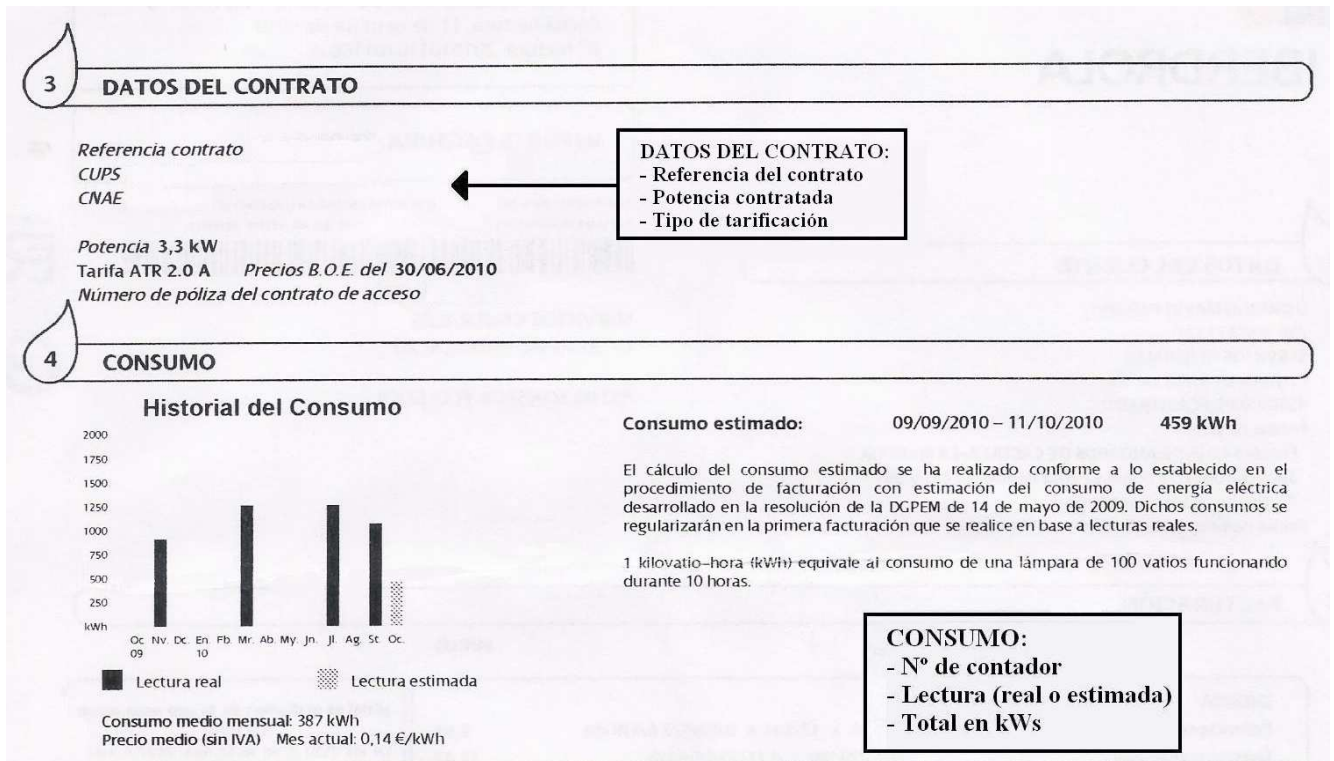


Figura 2.9 Factura de un cliente doméstico bloques 4 y 5. Fuente propia

Con discriminación horaria

Este tipo de tarificación es parecida a lo que antiguamente se denominaba tarifa nocturna, pero con un incremento del número de las horas valle (se pasa de ocho a catorce), al igual que se incrementa el precio de las horas punta, cosa que no ocurría en la antigua tarifa nocturna.

Como ya se ha mencionado existen dos períodos de tarificación, con unas horas punta (diurnas) y otras valle (nocturnas). Los consumidores que estén acogidos a este tipo de tarifa y disponga de los equipos necesarios para su tarificación, están inducidos a consumir en las horas valle y reducir su consumo en las horas punta por los precios de las tarifas. La duración de cada uno de los períodos se muestra a continuación en la tabla 2.4:

Períodos tarifarios	Duración	
P1	10 Horas / Día	Punta
P2	14 Horas / Día	Valle

Tabla 2.4.- Períodos de utilización de la discriminación horaria

Estos períodos comprenden las siguientes horas, según sea verano o invierno:

INVIERNO		VERANO	
P1	P2	P1	P2
12 – 22	0 – 12 22 – 24	13 – 23	0 – 13 23 – 24

Tabla 2.5.- Horas de los distintos períodos

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

Los precios de cada período, al igual que en el otro tipo de tarificación aparecen marcados en el BOE, permaneciendo los precios para el último trimestre los mostrados en la tabla 2.6:

SUMINISTRO ELECTRICO DE ULTIMO RECURSO			
Potencia contratada	Término fijo (Euros/kW y año)	Término variable (Euros/kWh)	
Potencia contratada igual o inferior a 10kW.	20.633129	0.058616	Valle
		0.149253	Punta

Tabla 2.6.- Tarifa de último recurso con discriminación horaria. BOE 30.09.2010

Como se observa en la tabla 2.6 y ya se mencionó, esta tarifa fomenta realizar el consumo en las horas valle, puesto que la energía es más barata (un 40 %) que en las horas punta en las que se encarece un 18 % más con respecto al precio sin discriminación horaria.

El contador instalado para cada una de las distintas tarificaciones (uno para la tarifa sin discriminación y otro para la tarifa con discriminación horaria) puede ser propiedad del cliente o de la compañía, en este segundo caso se cobrará un alquiler por él en la factura que emita la empresa suministradora al cliente, como ya se mencionó con anterioridad.

La lectura del contador, hasta la fecha, en ambos tipos de tarificación (con y sin discriminación horaria) se realiza cada dos meses, sin embargo la facturación se realiza mensualmente.

La facturación del mes que no existe lectura (meses impares del año) se realiza una estimación del consumo, tomándose el consumo real del mismo período del año anterior,

que incluye el espacio a facturar, dividido dicho consumo real entre el número de días del período anterior y multiplicado por los días del período actual obteniéndose así el término de energía que nos han de facturar.

Si no existe consumo real del mismo período del año anterior, el consumo estimado se calculará multiplicando el consumo promedio histórico (en kWh/ día) por el número de días del período a facturar. Si tampoco hubiera histórico, pero el usuario aporta una lectura, se utilizarán dichos datos. Si por el contrario tampoco se aportase esa lectura, únicamente nos facturarían el término de potencia, y el consumo realizado se facturaría en el mes siguiente, cuando hubiese lectura.

Si del resultado final de la facturación realizada una vez disponible el consumo real basado en la lectura del equipo de medida se derivase que el consumidor ha abonado una cantidad en exceso, la compañía eléctrica debe proceder a la devolución de las cantidades cobradas indebidamente en la siguiente facturación mensual.

El coste del alquiler de los equipos de medida y control mencionados anteriormente será el resultado de multiplicar el precio estipulado por la compañía en euros/mes por el período de facturación.

Bono social. Desde el 1 de Julio del 2009, existe un bono social que fue aprobado en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de Abril, con aparición en el BOE de 7 de Mayo de 2009. Este bono social consiste en una congelación de las tarifas hasta el año 2012, para ciertos colectivos de consumidores.

El bono social será aplicado por el correspondiente comercializador de último recurso en las facturas, según las condiciones determinadas por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICT).

Los colectivos que tienen derecho al bono social son:

- Personas físicas con $P < 3$ kW. en su vivienda habitual.
- Consumidores con 60 o más años que acrediten ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por:
 - Jubilación
 - Incapacidad permanente
 - Viudedad
- Familias numerosas

Consumidores que acrediten pertenecer a una unidad familiar que tenga todos sus miembros en situación de desempleo.

Los precios también aparecen en el BOE (nº 156, de Junio de 2009, página 53816) y son los que se indican en la tabla 2.7:

		Término de potencia (€/kWmes)	Término de energía (€/kWh mes)	
Sin discriminación horaria	Tarifa Social Potencia < 3kW.	0,000000	0,112480	
	Potencia <= 1kW.	0,402318	0,089365	
Con discriminación horaria	Potencia <= 10kW.	1.642355	0,135145	Punta
	Potencia <= 10kW.	1.642355	0,059614	Valle

Tabla 2.7.- Tarifa clientes acogidos al bono social BOE 30.06.2010 [5].

Se trata de una medida de carácter social diseñada para favorecer a los colectivos más vulnerables y se concreta en la congelación de la tarifa vigente desde el comienzo de la TUR en Julio de 2009 hasta 2012.

La energía correspondiente al consumo hasta 12.5 kWh en un mes o en su caso su promedio equivalente quedará exenta de facturar el término básico de energía.

Cuando la energía consumida por encima del consumo promedio diario sea superior al equivalente a 500 kWh en un mes, a la energía consumida por encima de dicha cuantía se le aplicará un recargo de 0.02839 €/kWh en exceso consumido. Por ello las lecturas del contador deben ser reales.

2.4. CONSUMIDORES INDUSTRIALES

Dentro de este grupo de consumidores hay que incluir desde la pequeña y mediana empresa hasta los grandes consumidores de energía.

La mayoría de las empresas vinculadas a este conjunto de consumidores de electricidad, poseen una potencia contratada igual o superior a 10 kW. y tienen por lo tanto una conexión a alta tensión ($U > 1$ kV).

La pequeña y mediana empresa como se indica en la tabla 1.1 pueden realizar el contrato de la electricidad que necesitan de dos maneras, con una comercializadora de último recurso, y por lo tanto acceder a la energía por medio de la TUR, o realizando la compra a través del mercado libre.

En el primero de los casos, la factura de electricidad que su distribuidora les emita será similar a la de los consumidores domésticos, pero con un término de potencia superior (normalmente mayor a 10 kW.)

Por otro lado los grandes consumidores de energía, únicamente realizarán sus contratos en un mercado libre, bien ellos directamente o a través de una comercializadora de mercado libre (ver anexo I).

Las empresas que decidan ir al mercado libre o pool a contratar la energía que necesitan, su precio final de la electricidad estará definido por varios conceptos (Peajes de acceso, Energía consumida, Costes de ajuste del sistema e Impuestos):

- 1) Peajes de acceso a redes, pago por la utilización de las redes de transporte y distribución. El precio como ya se mencionó anteriormente es aprobado por el Ministerio de Industria Comercio y Turismo. Estos peajes se componen de dos términos:

- Potencia, este término hace reseña a la potencia acordada con la comercializadora.
- Energía, retribución por la energía que se ha trasladado por la red.

Este término será tratado en profundidad en el capítulo 3 del presente proyecto.

- 2) Consumo de energía, se trata de la energía consumida y medida por el contador. Este valor es calculado con el precio que fija el ministerio (dependiendo de la tarifa a la que pertenezcamos) o por el precio fijado con la comercializadora multiplicado por los kilovatios consumidos.
- 3) Costes de ajuste del sistema, estos costes incluyen los referentes a los servicios complementarios y su incidencia es muy reducida sobre el coste del suministro eléctrico. Estos servicios se tratarán en el punto 2.5.
- 4) Otros conceptos como son el alquiler del equipo de media, impuestos y el I.V.A.

Hay que tener en cuenta para la facturación de la potencia contratada, puesto que es un dato importante, que se puede realizar de dos formas:

- Modo 1: Sin maxímetro. La potencia facturada es igual a la potencia contratada. El control de la potencia se lleva a cabo mediante un interruptor ICP, que interrumpe el suministro en caso de que exista una demanda de potencia mayor que la potencia contratada.
- Modo 2: Con maxímetro. La instalación puede demandar una potencia superior a la contratada, pero en la factura se aplicarán penalizaciones o bonificaciones en función del exceso o defecto de potencia demandada respecto a la contratada.

El Maxímetro o medidor de demanda, es un instrumento de medición eléctrico cuya finalidad es obtener el valor máximo de la potencia eléctrica demandada durante un período de tiempo (normalmente el período de facturación de una compañía suministradora de energía eléctrica).

De cara a minimizar el coste de la potencia facturada, la potencia demandada por la instalación debe tener un valor situado en un rango entre el 85% y el 105% de la potencia contratada. La potencia a facturar se ajusta a los siguientes parámetros, en función del consumo:

- Menos del 85%: Se factura el 85% de la potencia contratada.
- Entre el 85% - 105% de la potencia contratada: Se factura la lectura del maxímetro.
- Más del 105%: Se factura por la potencia contratada más una penalización.

A continuación se muestra un ejemplo para clarificar el uso del maxímetro:

Si en una empresa la potencia contratada es 100kW.

- 1) El mes de Enero el maxímetro aporta una lectura de consumo de 50kW:

Menos del 85%: Se facturan **85kW**. cuando el consumo máximo fue de 50 kW.

- 2) El mes de Enero el maxímetro aporta una lectura de consumo de 103kW:

Entre el 85%- 105%: Se factura la lectura del maxímetro, **103kW**.

- 3) El mes de Enero el maxímetro aporta una lectura de consumo de 125kW:

Más del 105%: Se factura por la potencia contratada más una penalización, **165 kW**.

PENALIZACIÓN:

$$\text{Pot. a facturar} = \text{Pot. Maxim} + 2x (\text{Pot. Maxim} - (\text{Pot. Cont.} \times 105\%))$$

En este tipo de consumidores, además se le factura la parte de energía reactiva consumida. Para ello se tiene en cuenta el $\cos \phi$ que la instalación posee, y de acuerdo a unas tablas, se marca el precio a cobrar. Estos valores se pueden observar en la tabla 2.8.

Cos ϕ	c€/kVArh	
	BT	AT
<0,95-0,90	4,1554	4,1554
<0,90-0,85	4,1554	4,1554
<0,85-0,80	4,1554	4,1554
<0,80	6,2332	6,2332

Tabla 2.8.- Precios COS ϕ . BOE 30.06.2010

Para este grupo de consumidores, también existe una discriminación horaria, que puede ser de tres o de seis períodos en la cual se marcan los precios para las distintas franjas horarias, y si se conecta a baja o a alta tensión (pero siempre con un potencia superior a 10 KW.).

La zona en la que está situada la empresa es un factor que influye para la variación de los horarios. Existen cuatro zonas de aplicación expuestas en la tabla 2.9:

Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Península	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla

Tabla 2.9.- Zonas de aplicación de tarifas

La denominación para la tarifa de tres períodos hora punta, hora llano y hora valle, y las duraciones de cada uno de ellos se muestran en la tabla 2.10 para baja tensión y 2.11 para alta tensión.

Período horario	Duración
1 = Punta	4 horas/día
2 = Llano	12 horas/día
3 = Valle	8 horas/día

Tabla 2.10.- Duración períodos en baja tensión

Período horario	Duración
1 = Punta	6 horas de lunes a viernes
2 = Llano	10 horas de lunes a viernes de los días laborables y 6 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional
3 = Valle	8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional

Tabla 2.11.- Duración períodos en alta tensión

Estas horas para cada uno de los períodos mencionados en la tabla 2.9 son las que se indican en la tabla 2.12 para baja tensión y 2.13 para alta tensión.

ZONA	INVIERNO			VERANO		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	18-22	8-18 22-24	0-8
3	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
4	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9	11-15	9-11 15-24 0-1	1-9

Tabla 2.12.- Horario en baja tensión

ZONA	INVIERNO			VERANO		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8
2	17-23	8-17 23-24	0-8	17-23	8-17 23-24	0-8
3	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8
4	18-24	0-1 9-18	1-9	10-16	9-10 16-24 0-1	1-9

Tabla 2.13.- Horario en alta tensión

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa para ambas conexiones coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

Las horas para cada período se muestran en la figura 2.14:

INVIERNO		VERANO	
P1	P2	P1	P2
18 – 24	0 – 18	18 – 24	0 – 18

Tabla 2.14.- Horas de los distintos períodos

Con respecto a la tarifa de seis períodos únicamente puede ser para las conexiones a alta tensión. A continuación se muestran los distintos términos que hay que tener en cuenta para su tarificación:

- 1) Tipos de días. Para la aplicación de estas tarifas, se divide el año en cuatro tipos de días, según unas determinadas características:
 - Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
 - Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
 - Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja. Excepto Agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares. Este mes estará fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas.
 - Tipo D: sábados, domingos y festivos y Agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Las temporadas alta, media y baja se determinaran según donde este situada la empresa:

- Para la península:
 - Temporada alta: Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero.
 - Temporada media: Marzo, Abril, Julio y Octubre.
 - Temporada baja: Mayo, Junio, Agosto y septiembre.
- Para Baleares, Ceuta y Melilla:
 - Temporada alta: Junio, Julio, Agosto y septiembre.
 - Temporada media: Enero, Febrero, Octubre y Diciembre.
 - Temporada baja: Marzo, Abril, Mayo y Noviembre.
- Para las islas Canarias:
 - Temporada alta: Diciembre, Enero, Febrero y Marzo.
 - Temporada media: Abril, septiembre, Octubre y Noviembre.
 - Temporada baja: Mayo, Junio, Julio y Agosto.

Se tendrán en cuenta los días festivos de ámbito nacional marcados en el calendario oficial del año correspondiente, incluyendo aquellos que puedan ser sustituidos por la Comunidad Autónoma correspondiente.

- 2) Períodos tarifarios. Los períodos tarifarios se dividen en seis, comprendiendo una serie de horas cada uno de los tipos mencionados antes, según se muestra a continuación:
- Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.
 - Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.
 - Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.
 - Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.
 - Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.
 - Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:
 - Ocho horas de los días tipo A.
 - Ocho horas de los días tipo B.
 - Ocho horas de los días tipo C.

- Veinticuatro horas de los días tipo D. Las horas de este período, a efectos de acometida, serán las correspondientes a horas valle.

3) Horarios a aplicar en cada período tarifario. Los horarios a aplicar en cada uno de los períodos tarifarios se muestran en la figura 2.10:

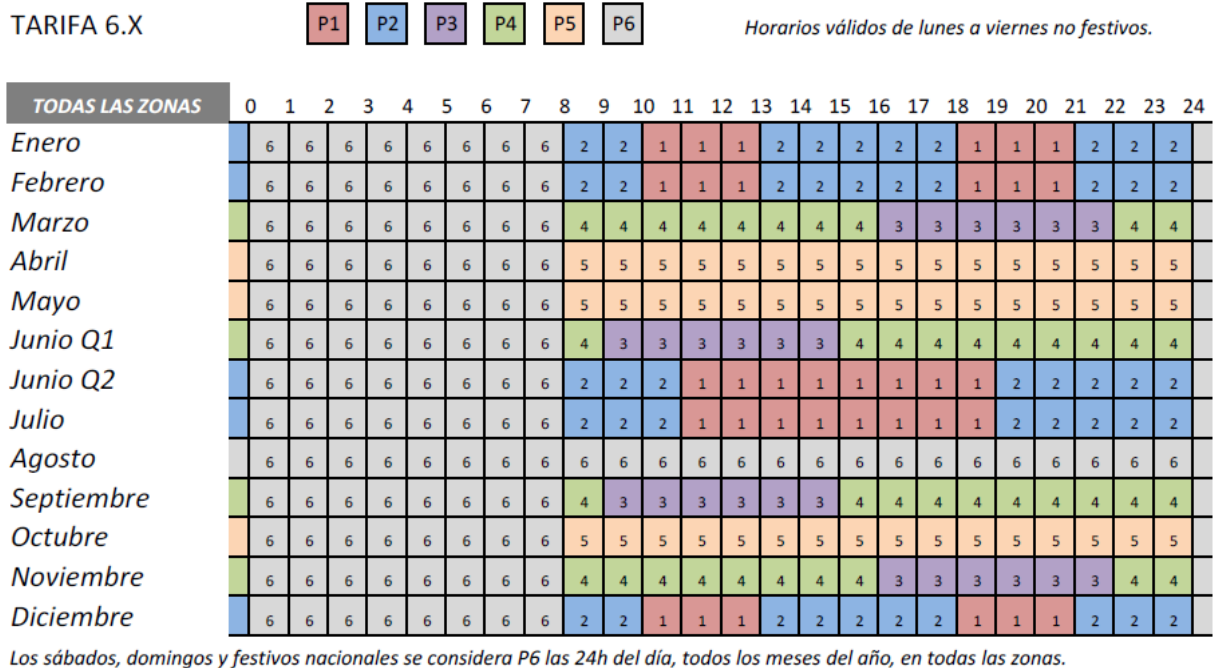


Figura 2.10.- Horarios tarifa 6.X. Fuente ENERGYLOGIC

Al igual que en los consumidores domésticos, en la figura 2.12 se muestra una factura de un consumidor de pequeña y mediana empresa, en la cual se explicarán los distintos puntos que la componen. Los valores de los precios pueden variar de una factura a otra, puesto que como ya se comentó anteriormente, a este tipo de clientes se les puede facturar con tarifas fijas o con tarifas pactadas con la comercializadora pudiendo ser por ejemplo, el precio horario o el precio medio diario o el precio medio del mercado, etc....

Esta factura está dividida en 4 bloques, marcados en las figuras 2.12 y 2.13.

En la figura 2.12, aparecen los bloques 1, y 2. El primer bloque corresponde a los datos del cliente, el segundo muestra la facturación, facturándose por separado los términos de potencia, energía activa y reactiva. Los precios utilizados son los que se muestran en el BOE del 30 de Junio del 2010.

El valor de la potencia que se factura se determina de acuerdo a la potencia marcada por los máxímetros y con el criterio que se explicó anteriormente, en el caso de la factura, al no llegar al máximo, se factura un 85 % de la potencia contratada, es decir 35.36 kW.

Con respecto al término de energía reactiva, que como ya se mencionó es una penalización a los consumidores que poseen un factor de potencia inferior a 0.95 inductivo, para su cálculo se tiene en cuenta el gráfico de la figura 2.11, así como de las fórmulas siguientes:

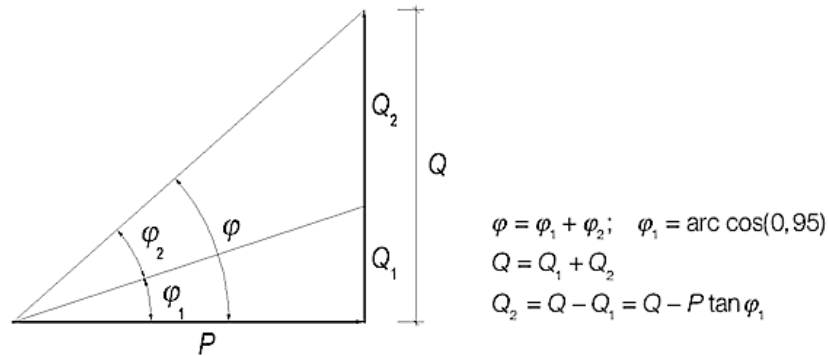


Figura 2.11.- Factura de un cliente pequeña y mediana empresa. Fuente propia

Sean P (kWh) y Q (kVArh) las mediciones, para cada período (punta, valle, y llano), de las energías activa y reactiva registradas por el contador.

La cantidad Q1 está exenta de penalización. La cantidad Q2 se calcula con la expresión mostrada en la figura 2.11.

Es importante notar que, por la exigencia legal de redondeo a dos decimales, al final la energía reactiva facturable resulta ser:

$$Q_2 = Q - 0,33P$$

Al igual que en la factura de un consumidor domestico, también se paga por el alquiler de los equipos de media (en este caso por el contador y por los maxímetros).



IBERDROLA

- Referencia de contrato
- Fecha de la Factura
- N° de la factura
- Importe

FACTURA DE ELECTRICIDAD

Referencia contrato
Periodo de facturación 21/09/2010 – 21/10/2010
Fecha factura 22 de octubre de 2010
N° factura

IMPORTE FACTURA 888,68 €

1

DATOS DEL CLIENTE

CIF

45100 SONSECA (TOLEDO)

Forma de pago

Entidad

Sucursal

DATOS DEL CONTRATO:

- Datos del usuario
- Nombre, dirección y C.I.F.
- Tipo de edificación
- Datos de la domicialización bancaria

DATOS DE LA EMPRESA
45100 SONSECA (TOLEDO)

- DATOS DE LA EMPRESA

2

FACTURACIÓN

PP: Potencia punta
PLL: Potencia llano
PV: Potencia valle

EUROS

ENERGIA		
Potencia contratada	PP 35,36 kW x 1,082585 €/kW PLL 35,36 kW x 0,649551 €/kW PV 35,36 kW x 0,433034 €/kW	38,28 22,97 15,31
Total importes potencia		76,56
Energía consumida	P 813 kWh x 0,154153 €/kWh LL 2.349 kWh x 0,121726 €/kWh V 128 kWh x 0,080323 €/kWh	125,33 285,93 10,28
Total Energía 3.290 kWh		421,54
Energía reactiva	P1 805,71 kVarh x 0,062332 €/kVarh P2 2.514,83 kVarh x 0,062332 €/kVarh	50,22 156,75
Total energía reactiva		206,97
Impuesto sobre electricidad	4,864% s/705,07 x 1,05113	36,05
TOTAL ENERGIA		741,12
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		
Alquiler equipos de medida	1 mes x 12 €/mes	12,00
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		12,00
Importe total		753,12
IVA	18% s/753,12	135,56
TOTAL IMPORTE FACTURA		888,68

FACTURACIÓN:

Los términos mas importantes son:

- Potencia
- Energía
- Energía reactiva
- Impuesto sobre electricidad
- Alquiler de equipos de medida
- I.V.A.

Ahora podrá dedicar más tiempo a la gestión de su negocio sin tener que preocuparse de nada más. Contrate el Servicio Asistencia Pymes Iberdrola:

- **Servicio de Urgencias.**
Electricidad, fontanería, cristalería y cerrajería, con desplazamiento y tres horas de mano de obra gratuitas.
- **Servicio de Reparaciones y Reformas.**
Con más de 25 gremios disponibles.
- **Servicio de Orientación Jurídica.**
Con respuesta en el mismo día.
- **Servicio de Asistencia Informática.**
Con Asistencia Inmediata las 24 horas del día y todos los días del año.

Solicítelo, en condiciones ventajosas sólo durante este mes, en el 902 20 15 20, en www.iberdrola.com o en nuestros Establecimientos Colaboradores. Consulte condiciones en www.iberdrola.com

Figura 2.12.- Factura de un cliente pequeña y mediana empresa, bloques 1 y 2. Fuente propia

En los bloques 3 y 4 mostrados en la figura 2.13, en el primero se indican todos los datos del contrato, en el que se expone la potencia contratada por este usuario, en esta caso 41.6 kW, para cada uno de los tres períodos, con una tarifa de acceso ATR 3.0A.

En el caso de la tarifa 3.0A la asociación que se hace para el término de la energía activa consumida es la siguiente:

Período Punta (P): P1 + P4

Período Llano (LL): P2 + P5

Período Valle (V): P3 + P6

En el cuarto bloque se muestran todas las lecturas de las distintas energías, así como la de los máxímetros, que luego nos determinaran el precio de la potencia que se abonará.

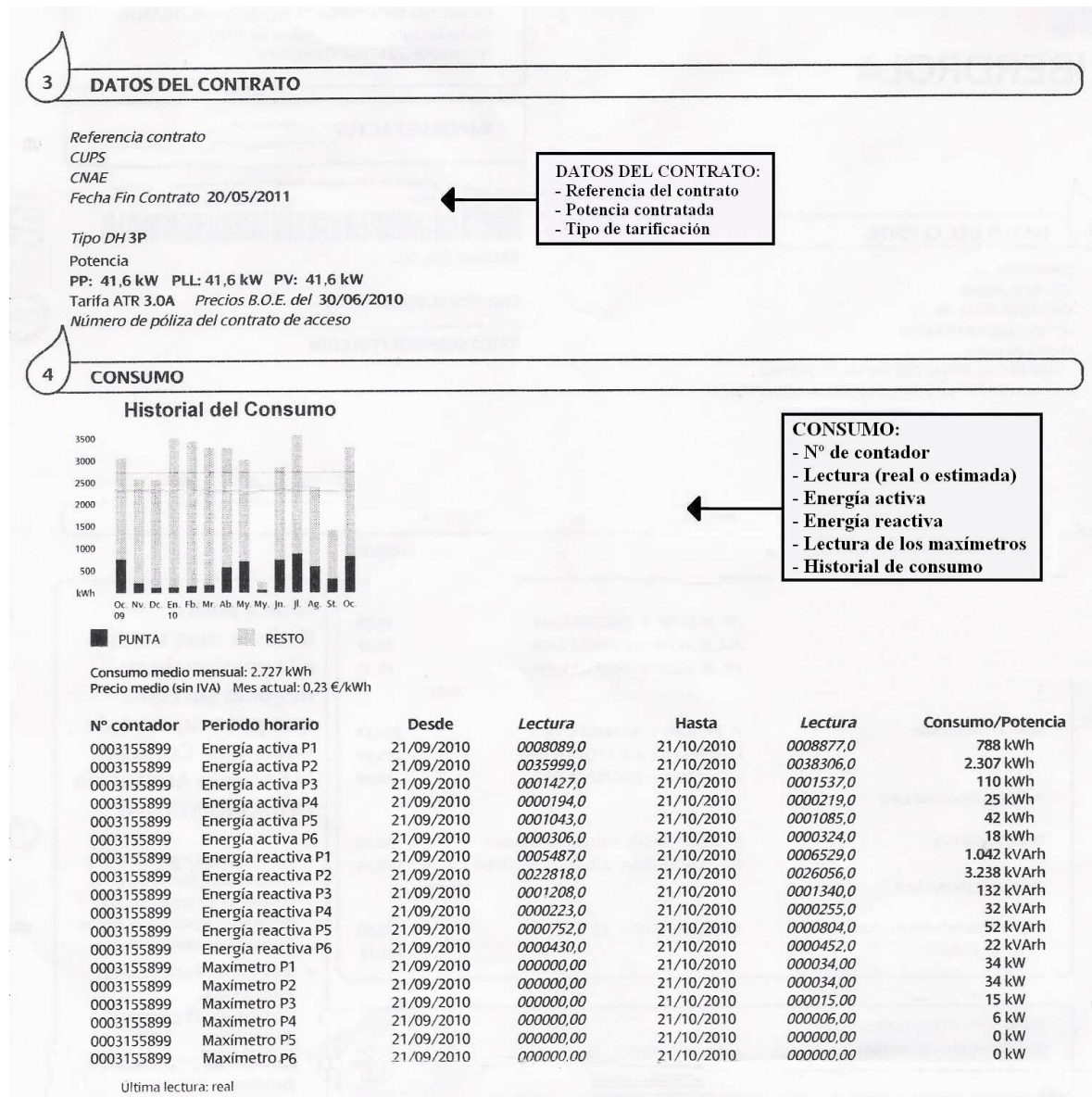


Figura 2.13.- Factura de un cliente pequeña y mediana empresa, bloques 3 y 4. Fuente propia

2.5. COMPONENTES DEL PRECIO FINAL

El Mercado de Producción de energía eléctrica se estructura en Mercado diario, Mercado intradiario, Mercado a plazo y Mercado de servicios de ajuste. Por lo tanto el precio final que se obtiene depende de cada uno de los mercados mencionados antes, y según se muestra en la figura 2.14

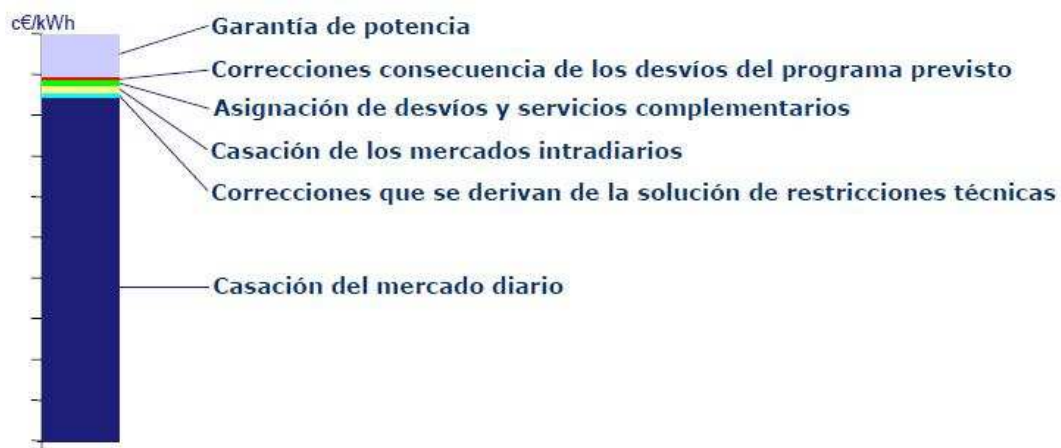


Figura 2.14.- Componentes precio final del mercado. Fuente Unión Fenosa

Como se puede observar, la mayor parte del precio final de la electricidad lo marca el precio obtenido en la casación del mercado diario. A continuación se irán explicando cada uno de los distintos mercados, así como las operaciones más importantes que se realizan en cada uno de ellos.

2.5.1. MERCADO DIARIO

El mercado diario, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente, mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

El mercado diario se estructura en una sola sesión para cada horizonte diario, los vendedores presentarán al operador del mercado eléctrico (OMEL) las ofertas antes de las 10 horas del día D, especificando la oferta de compra y venta de los agentes del mercado para el día D+1.

La oferta debe comprender veinticuatro períodos horarios de programación consecutivos (veinticinco o veintitrés horarios para los días en los que se produzca el cambio de hora). En cada uno de los cuales se oferta energía y el precio de la misma, siendo el precio creciente en el caso de las ventas y decreciente en el caso de las compras.

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, a criterio de su contenido. Tanto los vendedores como los compradores del mercado de producción de electricidad solo podrán presentar una oferta de venta o adquisición para un mismo horizonte diario y una misma unidad de venta ó adquisición.

2.5.1.1.- Tipos de ofertas

Como se mencionó anteriormente existen dos tipos de ofertas:

- ✓ Ofertas Simples: este tipo de propuestas de venta o adquisición de energía que los vendedores o compradores presentan para cada período horario y unidad de venta ó adquisición de las que sean autorizados, marcando un precio y una cantidad de energía. Cada comprador o vendedor puede realizar un número máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de ellos, en aumento en caso de ser ofertas de ventas y decreciente para las adquisiciones. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tomada en cuenta en el proceso de casación.
- ✓ Ofertas Complejas: son aquellas que cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan alguna o algunas de las condiciones que se refieren a continuación:
 - Condición de indivisibilidad, permite establecer en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor únicamente puede ser decidido por los gradientes de carga.
 - Condición de gradiente de carga, permite establecer la diferencia máxima entre la potencia inicial y la potencia final de la unidad productora, limitando por lo tanto la energía máxima a ajustar en función de la casación de la anterior y posterior hora, evitando así cambios bruscos en las unidades de producción.
 - Condición de parada programada, permite a una unidad productora que haya sido retirada de la casación por no cumplir los requisitos de ingresos mínimos, realizar una parada programada con una dirección máxima de tres horas.
 - Condición de ingresos mínimos, permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad productora no participe en el resultado de la casación del día, sino obtienen un ingreso mínimo, superior a una cantidad fija, mas una retribución variable por cada kWh que haya casado.

El precio en cada período horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada.

El Programa Base de Funcionamiento (PBF) es el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa publicado a las 12:00, es establecido por el operador del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo español, y la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales.

2.5.1.2.- Casación de ofertas

El Operador del Mercado realizará la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía por medio del método de casación simple, obteniendo así el precio marginal de forma independiente, al igual que el volumen de energía que se acepta para cada unidad de venta y adquisición de cada período. Este método será adaptado de manera que los vendedores puedan realizar sus ofertas para cada unidad de venta.

Una vez que los agentes han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, el operador del mercado (OMEL) las agrega y ordena por precio creciente para las ofertas de venta, resultando una curva denominada agregada de oferta de venta, lo que se puede observar en la figura 2.15

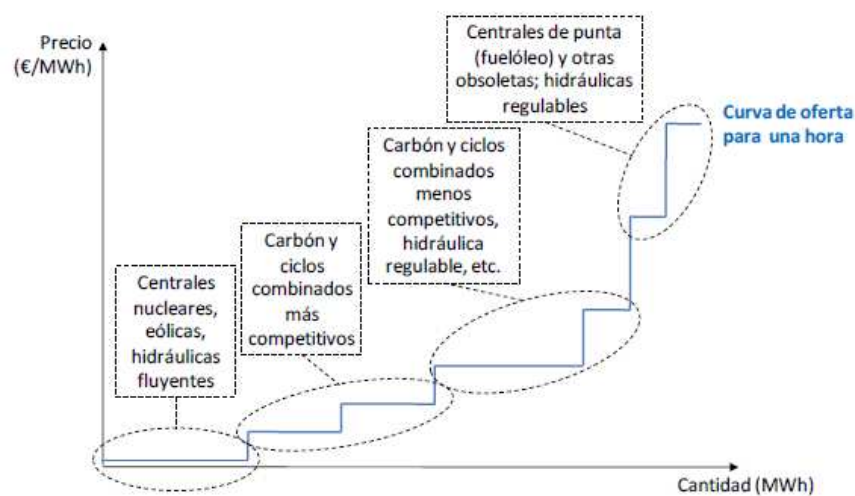


Figura 2.15. Curva agregada de oferta de venta. Fuente Energía y sociedad

En la figura 2.16 se observa lo que ocurre con las ofertas de compra que son colocadas en la gráfica de forma decreciente, resultando así la curva agregada de oferta de compra.

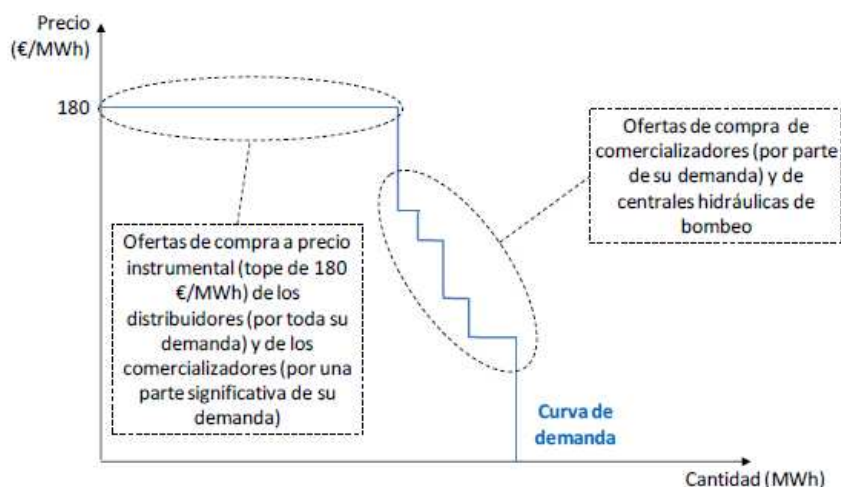


Figura 2.16. Curva agregada de oferta de compra. Fuente Energía y sociedad

El método de casación simple comentado anteriormente se explica a través de las siguientes operaciones:

Determinación del punto de cruce entre las curvas de venta y de adquisición, obteniéndose para cada período de programación el precio marginal, correspondiente a la oferta de venta realizada por la última unidad de venta cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía. Esto se puede observar en la figura 2.8.

Concesión a cada unidad de venta, por cada oferta de venta de energía presentada para un mismo período de programación, siempre que el precio de dicha oferta sea inferior o igual al precio marginal del período a tratar y siempre que exista energía suficiente demandada a dicho precio o superior.

Asignación al comprador por cada oferta de adquisición de energía presentada para un mismo período de programación, siempre que el precio de dicha oferta de adquisición sea superior o igual al precio marginal de la energía para dicho período y exista energía suficiente ofertada a precio inferior o igual al marginal.



Figura 2.17 Proceso de casación de generación y demanda en el mercado diario. Fuente OMEL

La figura 2.17 corresponde al precio máximo de casación del día 2 de Noviembre del 2010 para la hora 21.

Los resultados obtenidos en el proceso de casación son enviados al operador del sistema (REE), para evaluar la viabilidad técnica del sistema y garantizar la seguridad y el suministro en la red de transporte.

Si el sistema no es viable, se realizan los cambios oportunos. Poniendo el operador del sistema a disposición del operador del mercado y antes de la apertura de la primera sesión del mercado intradiario el Programa Diario Definitivo.

En la figura 2.18 se muestra el proceso de envío, agregado y casación de ofertas.

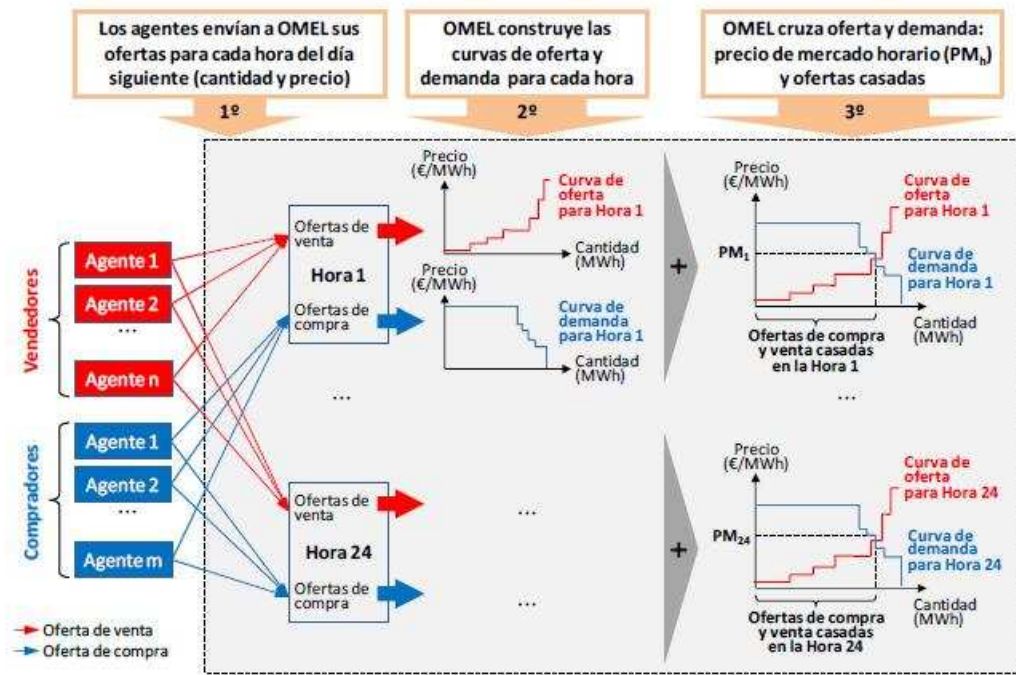


Figura 2.18 Esquema del funcionamiento del mercado diario. Fuente Energía y sociedad

Existen algunas tecnologías que pujan sin precio en las subastas de la OMEL como son las del régimen especial, la gran hidráulica y la nuclear.

En estos dos últimos casos, estas tecnologías no pueden parar su producción (la tirarían, de lo contrario) y con costes variables reducidos (o casi inexistentes, en el caso del agua) se pueden permitir pujar a cero para cobrar después el marginal.

En el caso de las renovables (eólica, fotovoltaica y termosolar), están obligadas a ir al mercado si quieren vender su producción y aceptan el precio resultante. Eso sí, no arriesgan nada porque están protegidas por dos sistemas de retribución: o cobran una tarifa o van al mercado, en el que reciben el precio de éste y una prima.

2.5.2. MERCADO INTRADIARIO

El mercado intradiario está enmarcado en el mercado de producción y su principal objetivo es atender los ajustes del Programa diario viable definitivo, mediante la presentación de ofertas de venta y compra de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. Pueden participar en estos mercados los agentes que previamente participaron en el mercado diario y así corregir sus ofertas iniciales. Los mercados intradiarios tienen menor anticipación respecto al tiempo de operación, ello permite a los agentes del mercado tener mayor certidumbre sobre sus producciones o demandas previstas. Este mercado está estructurado en seis sesiones, cuyos horarios se muestra en la tabla 2.15:

	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3	Sesión 4	Sesión 5	Sesión 6
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análisis de Restricciones	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Períodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 2.15.- Horarios mercado intradiario. Fuente OMEL

Se puede observar en la figura 2.19, como se distribuyen las horas de cada una de las sesiones mencionadas anteriormente. En la primera sesión se negocian las cuatro últimas horas del día D y las 24 horas del día D+1; en la segunda sesión se negocian las 24 horas del día D+1. Por lo tanto, en este mercado se cierran de manera definitiva la compra venta de energía de 4 horas. En cuanto a la antelación, oscila entre las 3 y las 6 horas, excepto en la sesión 3 cuya antelación oscila entre las 3 y las 5 horas y la sesión 6 que oscila entre las 3 y las 7 horas. La antelación, por lo tanto, es menor que en el mercado diario (entre 14 y 37 horas) ello permite a los agentes del mercado corregir sus ofertas iniciales con una mayor certidumbre en sus predicciones.

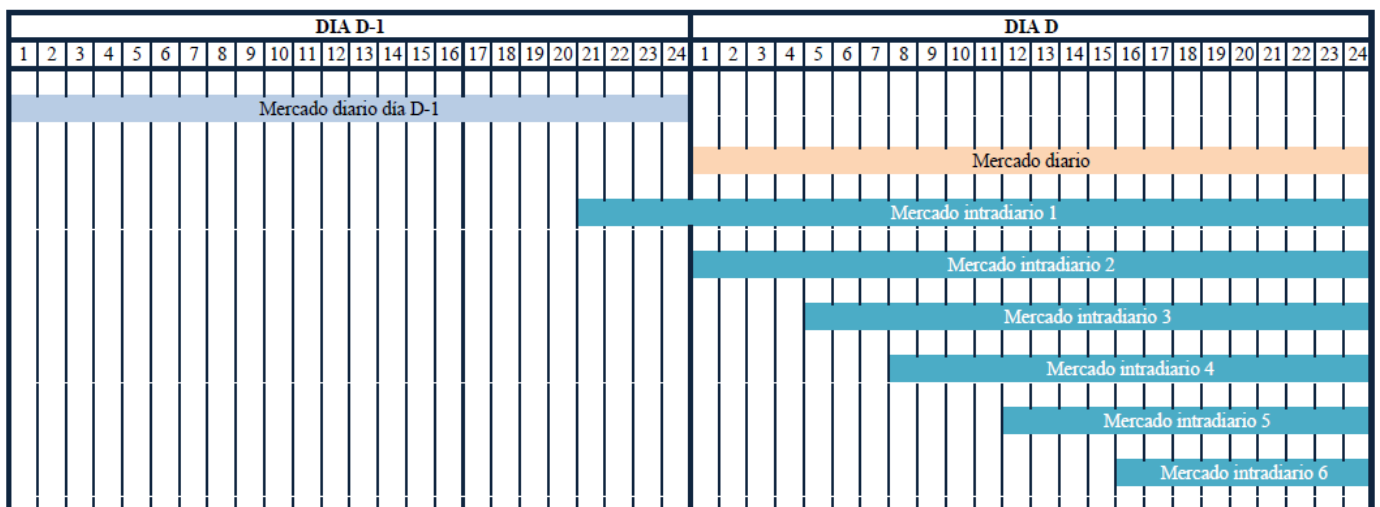


Figura 2.19.- Marco temporal mercado intradiario. Fuente OMEL

2.5.2.1. Ofertas de ventas

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente o ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por estar indisponibles y quedaran posteriormente disponible. Y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, o ejecutado un contrato bilateral físico.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o adquisición para un mismo período de programación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente. Las ofertas que se presentan a los mercados intradiarios pueden dividirse hasta en cinco tramos cada hora, en cada uno de los cuales se oferta una cantidad de energía y el precio de la misma. Las ofertas de adquisición como ocurría en el mercado diario pueden ser simples o complejas.

- ✓ Ofertas Simples: Son las presentadas para uno o varios períodos de programación. Expresándose un precio, pudiendo ser cero, y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada período de programación objeto de oferta hasta un máximo de cinco tramos para una misma oferta, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.
- ✓ Ofertas Complejas: Son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se relacionan en los apartados siguientes. Podrán presentar ofertas complejas tanto los vendedores como los compradores.
 - Gradiente de carga, la condición de gradiente de carga consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía adquirida, entre dos períodos de programación consecutivos.
 - Ingresos mínimos / pagos máximos, la oferta sólo se entiende presentada a efectos de casación si el vendedor obtiene unos ingresos mínimos ó el comprador unos pagos máximos, que se expresan como una cantidad fija y otra variable.
 - Aceptación completa en el tramo primero de la oferta, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de la oferta, esta oferta es eliminada.
 - Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de la oferta en una hora, serán eliminados de la casación todos los tramos de la oferta correspondiente a dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.

- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta, en caso de no resultar casado completamente en algún período de programación del horizonte de casación, el tramo primero de su oferta, durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta se elimina.
- Condición de energía máxima, determina que si la oferta resulta casada, sea por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior.

Las ofertas de venta y de adquisición para cada sesión de mercado intradiario deben ser tales que el programa final resultante de la aceptación completa de la oferta más el programa previo de la unidad de producción respete las limitaciones declaradas por el operador del sistema para el horizonte de programación, o si no las cumple previamente, se aproxime al cumplimiento de éstas.

2.5.2.2. Proceso de casación

El operador realiza la casación de las ofertas según sean simples o complejas, tanto para la venta como la compra de energía eléctrica.

El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada oferta de compra y de venta, para cada período horario de programación.

El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añade la condición de gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de venta y adquisición casadas cumplen las condiciones complejas declaradas, siendo ésta solución la primera solución final provisional.

Tanto en el método de casación simple como en el complejo se asegurará que no sea casada ninguna oferta que implique el no cumplimiento de las limitaciones impuestas por los operadores del sistema por seguridad, o que no pudiéndose cumplir dichas limitaciones las ofertas casadas no permita acercarse a su cumplimiento.

El precio en cada período horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de venta o adquisición cuya aceptación haya sido necesaria para atender total o parcialmente las ofertas de adquisición a un precio igual o superior al precio marginal, esto se puede observar en la figura 2.20.

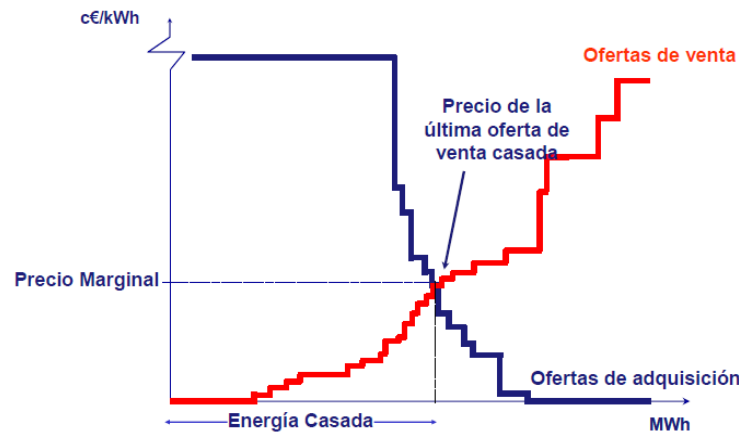


Figura 2.20 Proceso de casación de generación y demanda en el mercado diario. Fuente UNION FENOSA

En la figura 2.21, se puede observar la compra/venta de energía eléctrica del mercado ibérico (conjunto de mercado español y portugués) enmarcada en el mercado intradiario, correspondiente al mes de Noviembre del 2010.

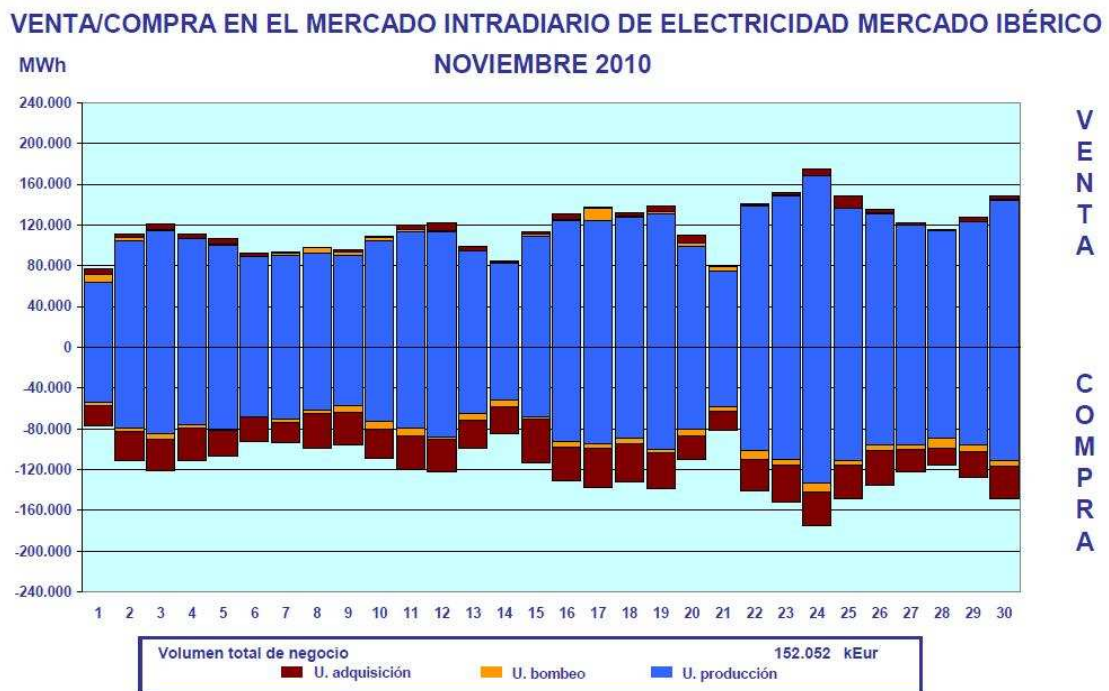


Figura 2.21 Venta/compra de electricidad en el mercado intradiario, Noviembre 2010. Fuente OMEL

2.5.3. SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

Dentro de este concepto se agrupan un conjunto de mecanismos con carácter competitivos gestionados por el operador del sistema (REE). Los servicios de ajuste comprenden las restricciones técnicas, los servicios complementarios y los pagos por capacidad. Dentro de los servicios complementarios están incluidos la regulación

frecuencia-potencia (primaria, secundaria y terciaria), la gestión de desvíos de generación y consumo, el control de tensión de la red de transporte y la reposición del servicio. Estos servicios tienen una importancia muy elevada para garantizar la calidad del suministro eléctrico.

Sin embargo su influencia sobre el coste del suministro eléctrico hasta la fecha ha sido muy leve, como se puede observar en la figura 2.22:



Figura 2.22 Componentes del precio final medio del año 2009. Fuente UNION REE

2.5.3.1. RESTRICCIONES TÉCNICAS

Una vez que las sesiones de los mercados diarios e intradiarios llegan a su fin, el operador del sistema (REE), pone en marcha el proceso de solución de restricciones técnicas.

La forma de hacerlo, consiste en analizar los programas de unidades de producción junto con los intercambios internacionales previstos (en España, existen tres intercambios internacionales, con Francia, Portugal y Marruecos), con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica, con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad.

Todas las centrales de generación que estén dispuestas a realizar restricciones técnicas, deben de presentar al operador del sistema (OMEL), las ofertas específicas de energía a subir y a bajar, para poder ser utilizadas posteriormente en el proceso de restricciones técnicas. Este proceso consta de dos fases:

- Primera fase, se redespachan (a subir / bajar energía) las unidades de generación / consumo de bombeo, para poder aliviar las restricciones técnicas existentes, estas restricciones serían los fallos simples, los dobles, los de las líneas de doble circuito cuya longitud sea mayor a 30 km., los fallos consecutivos del grupo generador y la línea de interconexión de área.

Las liquidaciones para los redespachos a subir, se saldan en base al precio de la oferta específica de restricciones, mientras que los redespachos a bajar son abonados en base al precio del mercado diario.

En la figura 2.23, se observa la resolución de las restricciones que realizó REE, en el mes de Octubre del 2010, donde se puede observar, el precio medio del mercado y los precios a subir y bajar, siendo llamativo, que el precio de subida, es superior al de bajada.

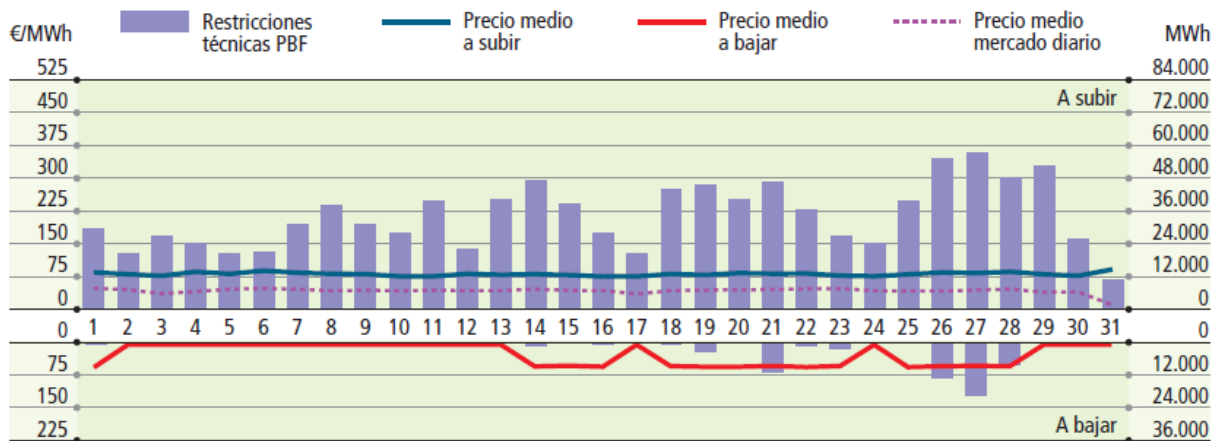


Figura 2.23 Resolución de restricciones técnicas fase I Octubre 2010. Fuente REE

- Segunda fase, se realizan nuevas reprogramaciones de unidades de generación y de consumo, con el fin de equilibrar los programas globales de generación y demanda. El orden de reprogramación se realiza de forma que no genere nuevas restricciones.

Las liquidaciones de los redespachos a subir se liquidan en base al precio de la oferta específica de energía a subir, mientras que los redespachos a bajar son liquidados en base al precio de la oferta específica de restricciones a bajar.

En la figura 2.24, se muestra una figura donde se muestran los distintos pasos para realizar las restricciones técnicas. Las dos fases mencionadas están incluidas en el bloque denominado Resolución de restricciones aplicando criterios técnicos y económicos.

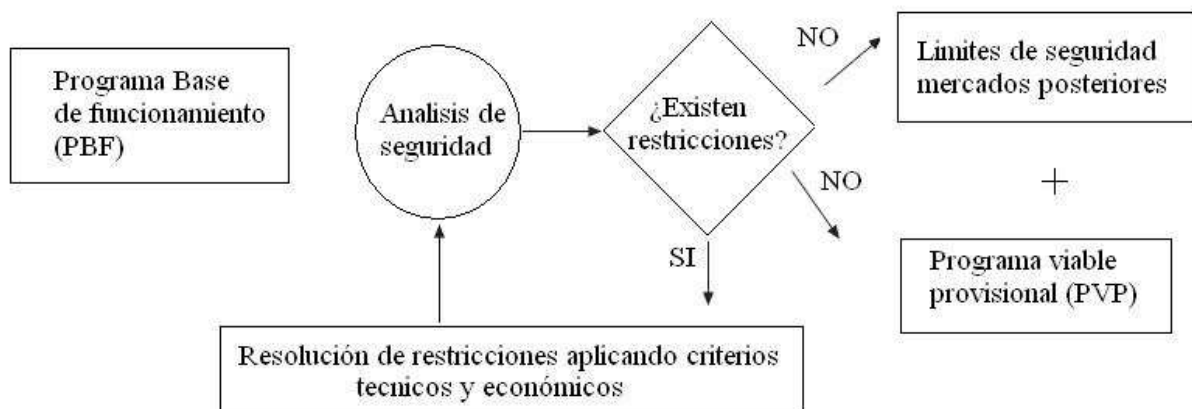


Figura 2.24 Proceso de restricciones técnicas. Fuente propia

Las restricciones técnicas, están muy influenciadas por el mayor consumo de energía eléctrica, tanto en invierno como en verano. Este último caso, es debido fundamentalmente al incremento de potencia reactiva de los equipos de aire acondicionado.

2.5.3.2. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios son ofrecidos por los generadores y están gestionados por el operador del sistema (REE) cuyo objetivo es que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad, para que se puedan resolver en todo momento los posibles desequilibrios creados entre la generación y la demanda. Los servicios más importantes son:

1. Regulación primaria, tiene por objetivo realizar una rectificación automática de los desequilibrios instantáneos de frecuencia producidos entre generación y consumo. La regulación se realiza por medio de los reguladores de velocidad con los que están equipados los generadores. Tiene un margen de maniobra hasta 30 segundos. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional.
2. Regulación secundaria o Banda de regulación, tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación - consumo, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en la interconexión entre España y Francia, y las desviaciones de la frecuencia, respecto al valor de consigna establecido. Su horizonte temporal se extiende desde los 30 segundos hasta los 15 minutos.

Diariamente REE, estima cual es la reserva necesaria para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de una eventualidad en el sistema, después de la celebración del mercado diario y de las restricciones oportunas. La prestación del servicio se realiza a través de zonas de regulación. En la actualidad hay diez zonas de regulación en el sistema eléctrico español que agrupan las centrales de generación de los agentes productores, aunque no todas las unidades de generación forman parte de una zona de regulación, quedando limitada su participación en este servicio a aquellas que cumplen los requisitos establecidos en los procedimientos de operación del operador del sistema. Estas zonas están moderadas por el regulador maestro del operador del sistema, denominado RCP (Regulación Compartida Peninsular).

Las empresas generadoras, presentan sus ofertas de disponibilidad, al operador del sistema y éste asigna las distintas bandas con un criterio de mínimo coste. El coste marginal de la banda de potencia de cada hora, determina el precio con el que se abona toda la capacidad casada en este mercado.

El requerimiento de respuesta dinámica de cada zona de regulación es el correspondiente a una constante de tiempo de 100 seg. El servicio de regulación secundaria es complementario de carácter potestativo, retribuido por dos conceptos:

- Banda de regulación secundaria: Al precio marginal horario del mercado de banda secundaria.
- Energía neta secundaria utilizada: Al precio marginal energía terciaria de sustitución

En la figura 2.25, se puede apreciar la regulación secundaria del mes de Octubre que ha sufrido el sistema eléctrico español.

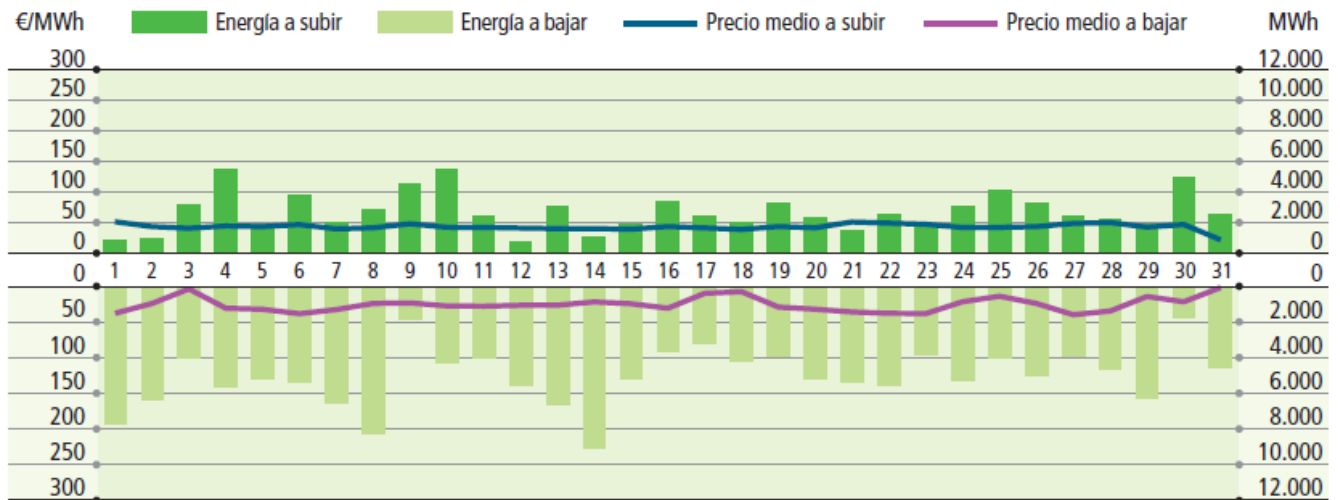


Figura 2.25 Regulación secundaria, Octubre 2010. Fuente REE

3. Regulación terciaria, tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo.

Todas las unidades de generación del sistema que pueden variar su producción en un tiempo no superior a 15 minutos y mantener la variación durante 2 horas deben ofrecer toda su capacidad excedentaria al Operador del Sistema.

El mercado de energía de la regulación terciaria se celebra a última hora del día anterior al despacho. Ese día los generadores envían sus ofertas con la máxima variación de potencia a subir y a bajar.

El precio de la energía está marcado por el precio marginal resultante en esos dos mercados.

En este mercado, los generadores solo perciben ingresos si son utilizados por el Operador del Sistema.

Esta reserva es activada de forma manual, subiendo o bajando la potencia de las centrales de generación o consumo con el precio menor en el caso de energía a subir y el mayor precio de compra en el caso de energía a bajar.

En la figura 2.26, se observa la regulación terciaria necesaria en cada día del mes de Octubre en el mercado español.

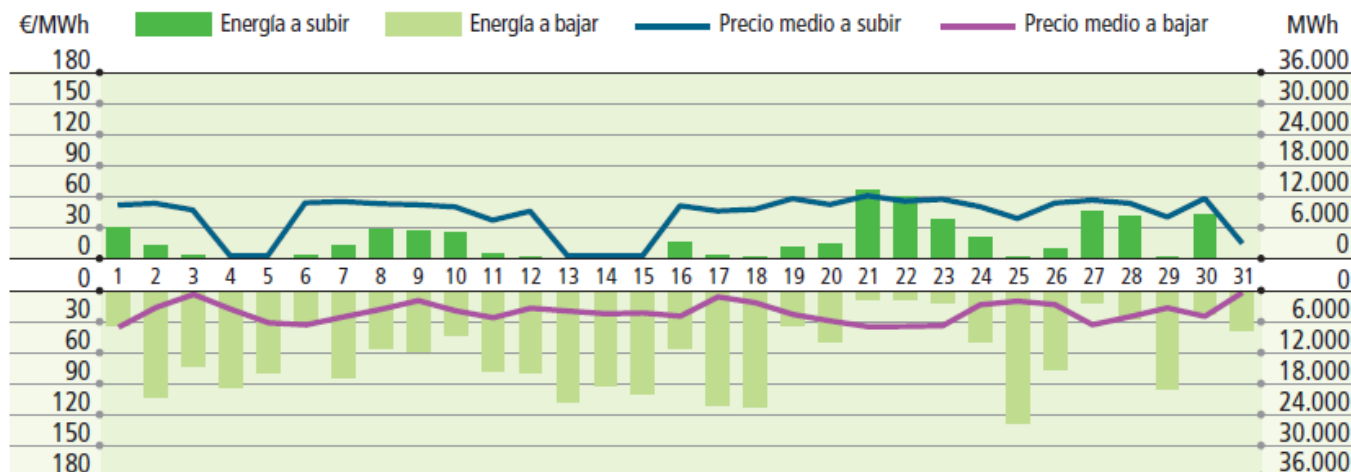


Figura 2.26 Regulación terciaria, Octubre 2010. Fuente REE

4. Gestión de desvíos, tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre la regulación terciaria, y los mercados intradiarios, dotando al Operador del Sistema de un mecanismo de mayor flexibilidad para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas si el conjunto de los desvíos previstos durante el período entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria, da lugar a que el OS convoque el mercado de gestión de desvíos.

El mercado de gestión de desvíos se asienta en solicitar ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema, es decir, si se considera que el sistema está corto con el programa de generación existente, se solicita Mayor producción a los agentes productores y en el otro extremo, cuando el sistema tiene una producción Mayor, se solicitan ofertas a los generadores por reducir su programa de producción.

El Operador del Sistema tiene a su disposición dentro de los 15 minutos anteriores al despacho, a parte de los servicios de regulación y de los mecanismos de resolución de restricciones en tiempo real, mecanismos de emergencia por los que podría obligar, en caso de extrema necesidad para el sistema, a determinadas unidades de generación a modificar sus niveles de producción.

Estos procesos que realiza el Operador del Sistema, su secuencia y alcance temporal de programación se pueden apreciar en la figura 2.27, en la que en amarillo esta marcado el período en el cual se realizan los desvíos.

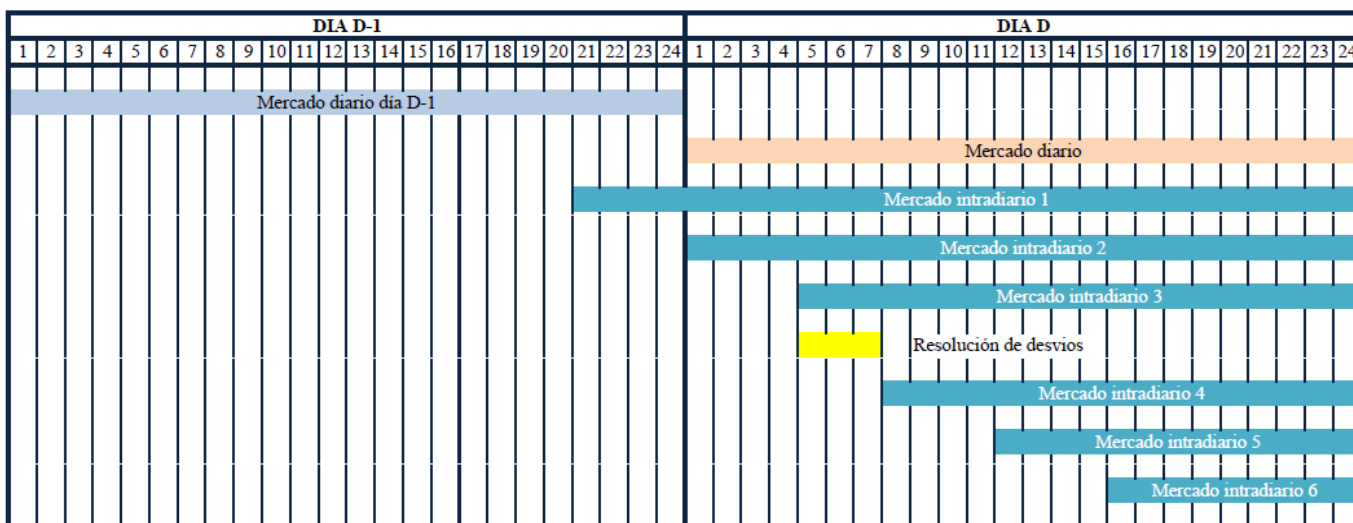


Figura 2.27 Gestión de desvíos. Fuente REE

5. Control de tensión de la red de transporte, cuyo objetivo es garantizar el adecuado control de tensión en los nudos de la red de transporte, de forma que las operaciones del sistema siempre se desarrollen en condiciones de seguridad y fiabilidad, dando a los consumidores finales unos niveles de calidad, haciendo por lo tanto que las unidades de producción puedan trabajar en las condiciones de operación normal.

Son proveedores de este servicio aquellos grupos generadores cuya potencia neta es superior a 30 MW, con una conexión directa o por medio de una línea dedicada a nudos de la red de transporte, las empresas transportistas, los consumidores cualificados no acogidos a tarifa con una potencia superior a 15 MW y conectados directamente a la red de transporte, así como los gestores de las redes de distribución.

6. Reposición del servicio, su objetivo reponer el servicio en caso de un desajuste de ámbito nacional o regional. Está basado en la capacidad que poseen un grupo de generadores para arrancar sin alimentación exterior, tras un cero de tensión general en parte de la instalación, y mantenerse con un funcionamiento estable mientras que se repone el servicio, o mantenerse en funcionamiento en isla con sus servicios auxiliares preparados para servir de punto de envío de tensión y energización tras la perturbación.

En las dos figuras siguientes, 2.28 y 2.29, se puede observar, los desvíos netos a subir y a bajar respectivamente, medidos por las distintas tecnologías, en el mes de Octubre del 2010:

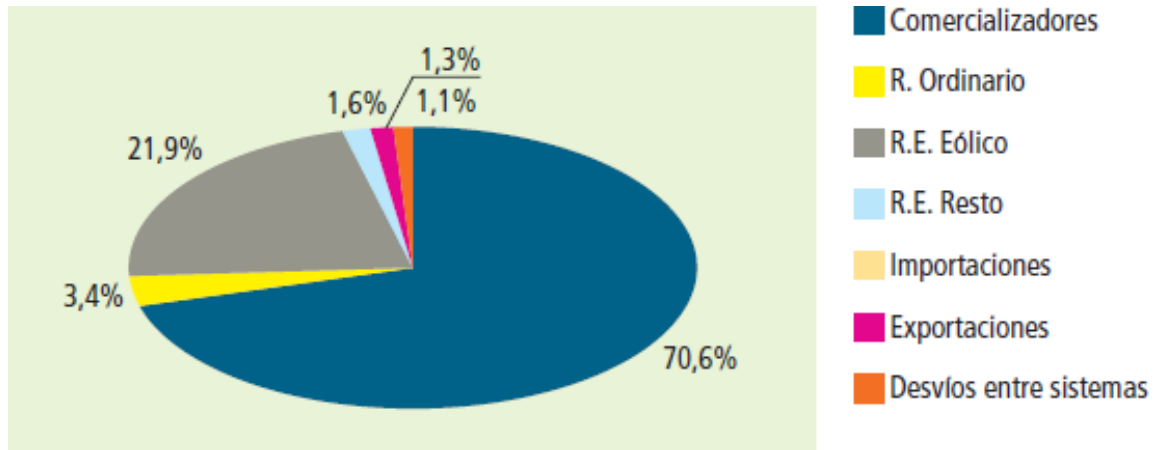


Figura 2.28 Desvíos netos a subir por tecnologías. Fuente REE

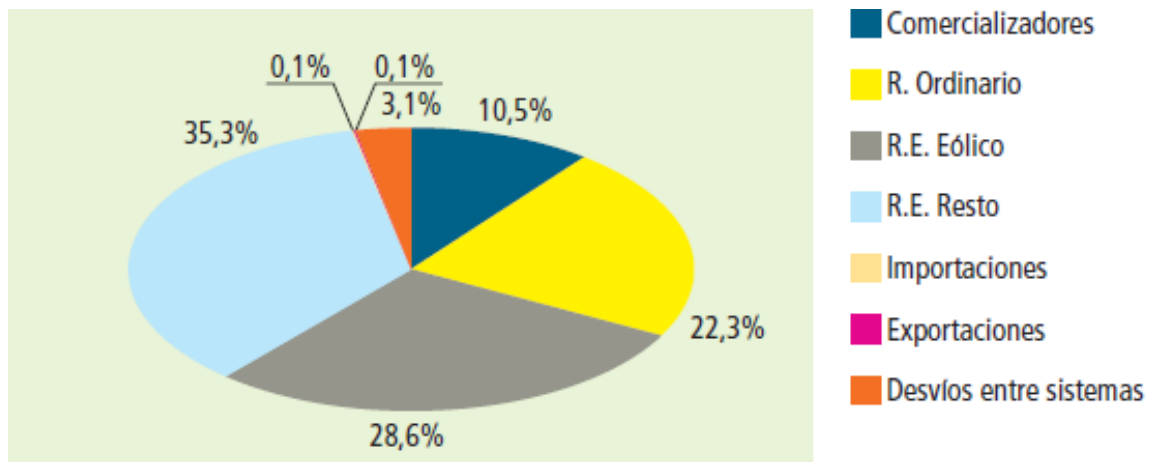


Figura 2.29 Desvíos netos a bajar por tecnologías. Fuente REE

2.5.3.3. PAGOS POR CAPACIDAD

Los pagos por capacidad son pagos que reciben los generadores, que vienen determinados por el coste fijo de una central de punta (central destinada a cubrir las demandas de energía eléctrica en las horas punta; en dichas horas, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal). Este pago reduce parte del coste fijo que las centrales han de recuperar, lo que implica que:

- El número de horas al año de déficit de capacidad necesarias para recuperar el coste fijo sea menor (relación entre el coste fijo neto del pago por capacidad y el precio de escasez).
- La inversión en nueva capacidad de generación será Mayor, al reducirse el número de horas al año de déficit de capacidad necesaria para recuperar el coste fijo.

Este servicio se puede realizar de dos formas, servicio a medio plazo y servicio a largo plazo.

Servicio a medio plazo.

Destinado a contratar disponibilidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran estar indisponibles en los períodos de demanda punta.

- La cantidad máxima de energía anual que estará destinada a este servicio será fijada por el MITyC, antes del día 1 de Octubre del año anterior.
- Es el operador del sistema (REE) quien determina los tipos de instalaciones que prestan su servicio, teniendo en cuenta las características técnicas de cada central.
- La contribución del servicio esta formalizada a través de un contrato bilateral entre el operador del sistema y el titular de la instalación, previa aprobación de la secretaria General de energía, con un informe previo de la Comisión Nacional de Energía.(CNE) [5]
- El operador del sistema es el encargado de la facturación del servicio a cada proveedor.
- Si se incumple el contrato, se penaliza con una penalización del 110 % de la retribución por el servicio contratado y la imposibilidad de contratar este servicio en el período posterior al que han incumplido.

Servicio a largo plazo.

Destinado exclusivamente a promover la construcción de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión.

- Se pone a disposición del Operador del Sistema, por parte de las centrales una determinada potencia, acreditada en el acta de puesta en marcha de la instalación.
- El operador del mercado, es el que realiza la liquidación del servicio, tanto los costes como los ingresos, tienen una consideración de costes liquidables del sistema.
- Están incluidas las instalaciones de generación cuya potencia sea igual a 50 MW, cuya puesta en marcha sea posterior a 1998, sin que hayan transcurrido 10 años.
- Retribuciones:
 - Autorización administrativa previa o acta de puesta en marcha otorgada entre el 1/1/1998 y la entrada en vigor del servicio: la cuantía anual se fija en 18.000 Euros/MW y año.
 - Autorización administrativa previa y sin acta de puesta en marcha: percibirán la cuantía a partir de la fecha en que se inscriba definitivamente la instalación en el RAIPE y durante un período de 10 años.

- Acta de puesta en marcha e inscripción definitiva en el Registro: percibirán la cuantía desde la entrada en vigor del servicio hasta que hayan transcurrido 10 años desde la inscripción.
- La retribución del servicio para cada instalación de generación será función del Índice de Cobertura aplicable a la misma.
- La DGPEM a propuesta del OS aprobará trimestralmente el Índice de Cobertura.
- La metodología para calcular el índice de cobertura se establecerá en un Procedimiento de Operación.

En el caso del mercado español, existen tope de precio máximo cuyo valor es de 180 €/MWh (no se pueden realizar ofertas por encima de este valor). Dado que al existir este tope el precio no puede llegar a reflejar la escasez, el pago por capacidad debe elevarse con el objetivo de cubrir la diferencia entre el tope y el precio de escasez. En caso contrario, no será posible recuperar los costes fijos, lo que hará que se detraiga la inversión hasta que en el mercado haya un número de horas de déficit de capacidad (en las que el precio será igual al tope) tal que permita la recuperación de los costes fijos. Evidentemente, esto implica una menor seguridad de suministro.

En el extremo, si el pago por capacidad fuera exactamente igual al coste fijo de la central de punta, es decir, todo el coste fijo se recuperara con el pago por capacidad, entonces:

- No sería necesaria ninguna hora de déficit de capacidad – el precio del mercado lo fijaría siempre el cruce entre la oferta y la demanda, incluso en valores muy elevados de precios.
- Dado que la recuperación del coste fijo estaría asegurada, habría una fuerte disposición a invertir, resultando eventualmente un significativo exceso de capacidad, siendo incluso necesario que el regulador impusiera limitaciones a la construcción de nueva capacidad de generación.

2.6. PRECIOS EN LOS PAÍSES EUROPEOS

En nuestro país como ya se mencionó con anterioridad el operador del mercado OMEL, está integrado en la asociación de mercados de la energía europea (Europex).

Europex es una asociación sin fines de lucro que gestiona los intercambios de potencia europea, representando los intereses de energía eléctrica basándose en el marco reglamentario europeo para el comercio mayorista de energía.

Europex cuenta actualmente con 15 miembros activos de los países europeos, estos países se pueden apreciar en la figura 2.30.

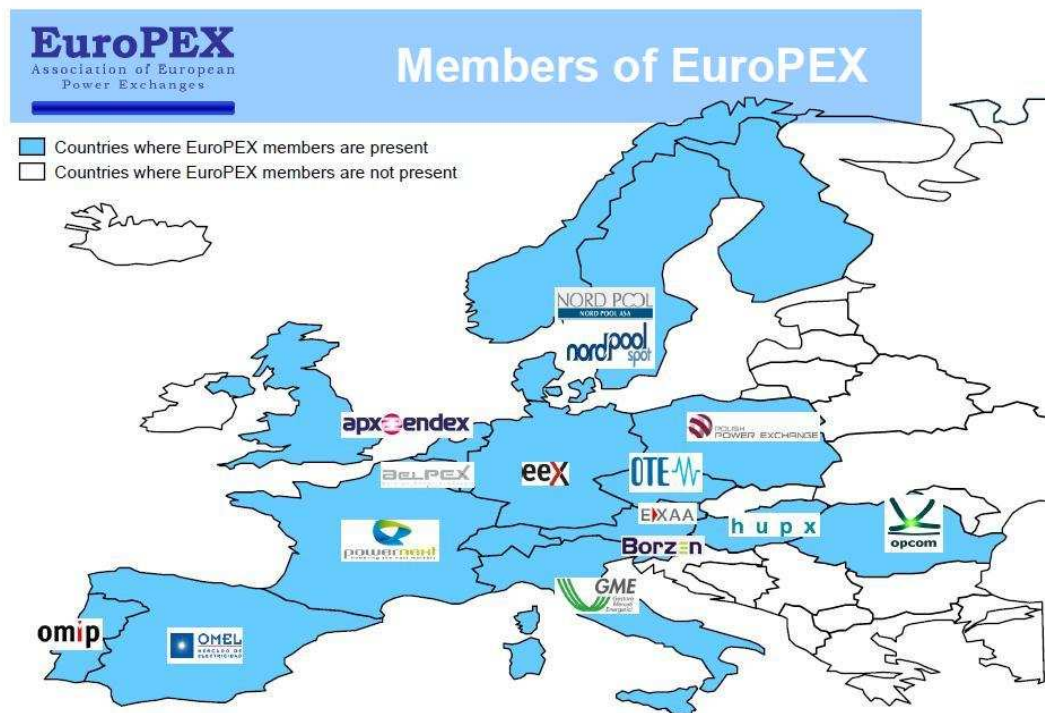


Figura 2.30 Países pertenecientes a Europex. Fuente Europex

Las actividades de la asociación son:

- La promoción del papel de los intercambios de energía como una forma de aumentar la competencia, la creación de la transparencia del mercado y promover el libre comercio.
- El apoyo a la liberalización de los mercados energéticos europeos.
- Tratar la cuestión del comercio internacional, con especial énfasis en proporcionar una solución de mercado a los problemas de congestión.
- Mantener un diálogo con las instituciones de la Unión Europea y con otras Organizaciones Europeas de las partes interesadas.
- Mejorar la cooperación entre los intercambios de energía europeos.

Como se puede apreciar en la figura 2.30, existen una gran cantidad de operadores de mercados, cuyas funciones son muy similares a las que realiza en nuestro país la OMEL.

Estos mercados también se encargan de gestionar las interconexiones existentes entre los distintos países europeos.

Los mercados más importantes son:

- APX, mercado del Reino Unido.
- Nord pool, mercado de los países nórdicos.

- EPEX SPOT Francia, mercado francés.
- EPEX SPOT Alemania, mercado alemán.
- OMEL ES, mercado español.
- OMEL PT, mercado portugués.
- GME, mercado italiano.
- EXAA, mercado austriaco.
- OPCOM, mercado de rumano.
- OTE, mercado checo.

Los precios medios obtenidos por Europex para el período comprendido entre el 1 de octubre del 2010 y el 14 de noviembre de 2010, se muestran en la figura 2.31, aunque también se pueden contrastar en las diversas páginas Web de cada uno de los distintos mercados, las cuales aparecen en la bibliografía.

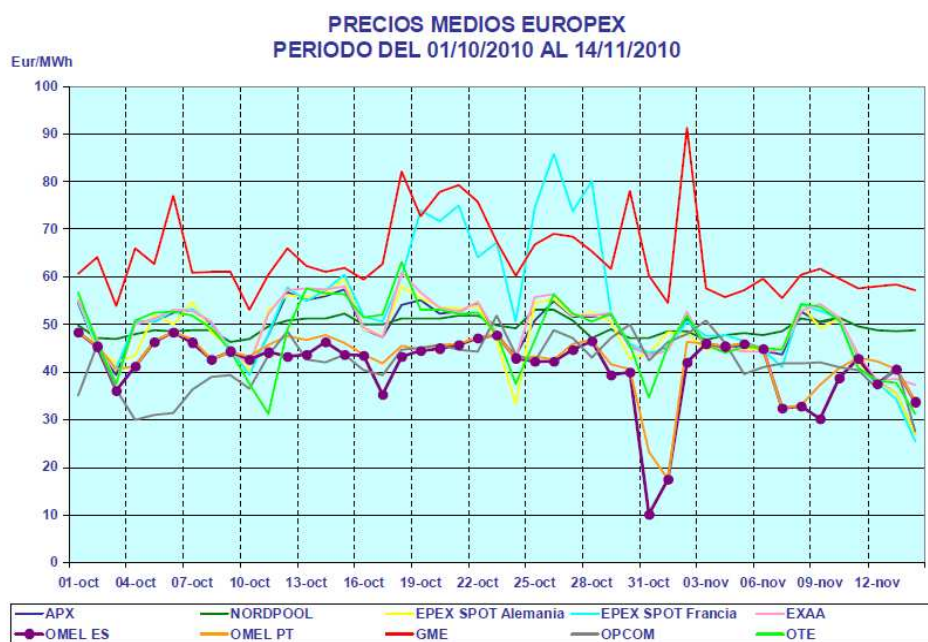


Figura 2.31 Precios medios Europex. Fuente OMEL

Se puede observar en la figura 2.31, que los precios de nuestro país son en la mayoría de los días de los más bajos de los países miembros de Europex, siendo el mercado eléctrico italiano el que posee los precios más elevados, llegando algún día a sobrepasar los 90 €/MWh.

En la figura 2.32, se puede apreciar mucho mejor lo mencionado anteriormente, es decir, que nuestro país es uno de los que poseen los precios más económicos, esto se debe en su mayor parte al déficit tarifario existente en nuestro país, debido a que en un momento dado, el gobierno decidió que los usuarios pagarían menos por la factura de la luz, que lo

que realmente se debería pagar, por lo que existe un déficit tarifario de unos 14.600 millones de euros a finales del año 2009, que los contribuyentes deben abonar a las eléctricas.

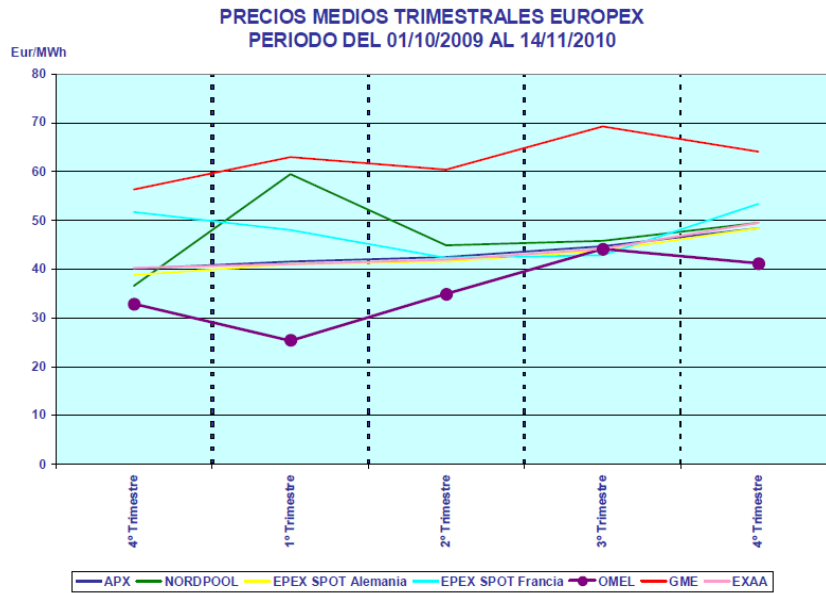


Figura 2.32 Precios medios trimestrales Europex. Fuente OMEL



CAPÍTULO 3: PEAJES E IMPUESTOS

Las tarifas de acceso constituyen el cargo por el uso de las redes de transporte y distribución. Dichas tarifas se estructuran según los niveles de tensión y períodos tarifarios que define el RD 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Los precios vigentes desde Enero se encuentran en la ITC 3519/2009, BOE de 31 de diciembre de 2009, aunque se produjo una revisión de estas tarifas según la Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio del 2010, en la que se mantenían los precios para el último trimestre del año, fijados al comienzo del mismo.

El nivel de tensión y la discriminación horaria caracterizan la estructura de tarifas de acceso a redes de los distintos suministros: tarifas de acceso en uno, dos y tres períodos tarifarios en baja tensión (menos de 1 kV), tres y seis períodos tarifarios en media tensión (de 1 a 36 kV), y seis períodos tarifarios en alta tensión (más de 36 kV).

Dichas tarifas se han de pagar por el consumidor al distribuidor a cuya red eléctrica esté conectado, o bien formarán parte del precio pactado por el consumidor con su comercializador y será éste el que abone las tarifas de acceso al distribuidor en nombre de su cliente.

Existen diversos tipos de tarifas de acceso dependiendo del valor de la tensión y potencia que el consumidor tenga contratado.

Tarifa	Tensión	Potencia contratada
2.0	$U < 1\text{kV}$	$P \leq 10\text{ kW}$
2.0 DH	$U < 1\text{kV}$	$P \leq 10\text{ kW}$
2.1 A	$U < 1\text{kV}$	$10\text{ kW} < P \leq 15\text{ kW}$
2.1 DHA		$10\text{ kW} < P \leq 15\text{ kW (DH)}$
3.0 A		$P > 15\text{ kW}$
3.1 A	$1\text{kV} \leq U \leq 36\text{kV}$	$\leq 450\text{ kW}$
6.1		$\geq 450\text{ kW}$
6.2	$36\text{kV} \leq U < 72,5\text{kV}$	$\geq 450\text{ kW}$
6.3	$72,5\text{kV} \leq U < 145\text{kV}$	$\geq 450\text{ kW}$
6.4	$U \geq 145\text{kV}$	$\geq 450\text{ kW}$
6.5	$U \geq 145\text{kV}$	Conexiones internacionales

Tabla 3.1.- Tipos de tarifa con sus respectivas potencias y tensiones.

Estructura de la facturación de las tarifas de acceso

Las tarifas de acceso se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de los excesos de potencia y un término de recargo por el consumo de energía reactiva, que se determinan tal como se detalla a continuación.

Término de facturación de potencia

El usuario contrata una potencia para cada uno de los períodos tarifarios existentes, este valor de potencia será aplicable durante todo el año. La facturación será el resultado de la suma de las distintas potencias de cada uno de los períodos tarifarios por los términos de potencia correspondientes según la siguiente fórmula:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} P_{fi}$$

Donde:

P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i , expresada en kW.

t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i .

La facturación de potencia de las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A se realiza, para cada período de facturación y cada período tarifario, según lo explicado en la página 29. En las tarifas de acceso de 6 períodos se factura directamente la potencia contratada en cada uno de los 6 períodos.

Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n). En tarifas de acceso de 3 períodos (3.0A, 3.1A), el período P2 debe tener potencia contratada igual o mayor a la potencia contratada en el período P1, etc.:

$$PotP1 \leq PotP2 \leq PotP3$$

En tarifas de acceso de 6 períodos (6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5):

$$PotP1 \leq PotP2 \leq PotP3 \leq PotP4 \leq PotP5 \leq PotP6$$

Término de facturación de excesos de potencia

Este término se calcula de acuerdo a las potencias de cada usuario en los respectivos períodos tarifarios, o dependiendo de los tipos de tarifas, con los equipos de medida correspondientes.

La facturación de los excesos de potencia para las tarifas de acceso 6.X se calcula según la fórmula establecida en el Real Decreto 1164/2001, y siempre y cuando la potencia demandada sobrepase el valor de la contratada en cualquier período horario:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 1.4064 \times A_{ei}$$

Donde K_i es el coeficiente que tomará uno de los valores de la tabla 3.2 dependiendo del período tarifario:

Período	1	2	3	4	5	6
Ki	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 3.2.- Coeficiente para el cálculo de excesos de potencia. BOE 8/11/2001

Donde A_{ei} se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Siendo:

P_{dj} = potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i , en que se haya sobrepasado P_{ci} .

P_{ci} = potencia contratada en el período i considerado.

Estas potencias son expresan en kW. Los excesos de potencia se facturan mensualmente.

Término de facturación de energía activa

Este término resulta de multiplicar la energía consumida para cada uno de los períodos tarifarios por el precio del término de energía correspondiente, según la siguiente fórmula:

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} E_i t_{ei}$$

Donde:

E_i = energía consumida en el período tarifario i , expresada en kWh.

t_{ei} = precio del término de energía del período tarifario i .

Término de facturación de energía reactiva

El término de energía reactiva se aplica a todas las tarifas excepto a las tarifas de baja tensión 2.0 A y 2.1 A, para ello las instalaciones han de poseer el contador de energía reactiva permanentemente instalado.

Este término es aplicable a todos los períodos, a excepción del período 3, correspondiente a las tarifas 3.0 A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6.X, siempre que el consumo de energía reactiva sea superior al 33% del consumo de energía activa en el período de facturación estimado (es decir, $\cos \varphi < 0,95$), afectando exclusivamente a dichos excesos. El precio de este término se determina en €/kVarh.

Con respecto a las tarifas 2.0A y 2.1A se facturará un recargo cuando la energía reactiva medida sea superior al 50% de la energía activa consumida en el mismo período de facturación, para la tarifa 3.0A existirá dicho recargo cuando la energía medida en los dos primeros períodos exceda el 33% de la energía activa consumida en esos mismos períodos. Los precios para la facturación de este complemento se indican a continuación:

Para $\cos \varphi < 0,95$ y hasta $\cos \varphi = 0,90$: 0,041554 €/kVArh.

Para $\cos \varphi < 0,90$ y hasta $\cos \varphi = 0,85$: 0,041554 €/kVArh.

Para $\cos \varphi < 0,85$ y hasta $\cos \varphi = 0,80$: 0,041554 €/kVArh.

Para $\cos \varphi < 0,80$: 0,062332 €/kVArh.

Tarifa 2.0A

Se trata de una tarifa de acceso simple para baja tensión, para suministros cuya potencia contratada es inferior a 10 kW. Los precios se pueden observar en la tabla 3.3.

TÉRMINO DE POTENCIA (€/kWAÑO)	TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)
16,633129	0,055479

Tabla 3.3.- Precios de la tarifa de acceso 2.0A durante el año 2010. BOE 31.12.2010

Tarifa 2.0DHA

Los consumidores acogidos a la anterior tarifa, tienen la posibilidad de escoger por esta modalidad con discriminación horaria. En esta modalidad se aplican precios diferenciados para la energía consumida en cada uno de los períodos. Las horas de cada uno de los períodos coinciden con las mostradas en la tabla 2.4, siendo los horarios los reflejados en la tabla 2.5. La potencia contratada será la máxima prevista teniendo en cuenta los dos períodos (valle y punta). Para el cálculo de los diferentes precios de energía se utilizan los coeficientes determinados en el BOE, cuyos valores son:

$$Cp1 = 1.30$$

$$Cp2 = 0.23$$

Los precios para este tipo de tarifa se muestran en la tabla 3.4.

TARIFA 2.0DHA	P1	P2
TÉRMINO DE POTENCIA (€/kWAÑO)	16,633129	16,633129
TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)	0,072123	0,011096

Tabla 3.4.- Precios de la tarifa de acceso 2.0 DHA durante el año 2010. BOE 31.12.2010

Tarifa 2.1 A

Tarifa aplicada a consumidores de baja tensión cuya potencia contratada sea mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW. Los valores de los precios para este tipo de tarifa se muestran en la tabla 3.5.

TÉRMINO DE POTENCIA (€/kVAÑO)	TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)
29.694435	0.052670

Tabla 3.5.- Precios de la tarifa de acceso 2.1A durante el año 2010. BOE 31.12.2010

Tarifa 2.1DHA

Como ocurría en la tarifa 2.0, en este tipo de tarifa existe la posibilidad de tener una discriminación horaria, con las mismas características que la tarifa 2.0 DHA y cuyos precios de acceso a redes se muestran en la tabla 3.6.

TARIFA 2.1DHA	P1	P2
TÉRMINO DE POTENCIA (€/kVAÑO)	29,694435	29,694435
TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)	0,068471	0,012114

Tabla 3.6.- Precios de la tarifa de acceso 2.1 DHA durante el año 2010. BOE 31.12.2010

Tarifa 3.0A

Tarifa de acceso general para baja tensión con potencias superiores a 15 kW. Con tres períodos de tarificación, punta valle y llano. A este tipo de tarifa se le debe aplicar la facturación del complemento por consumo de energía reactiva. Los períodos horarios de aplicación de los términos de potencia y energía se muestran en la tabla 2.9, 2.10, 2.11 y 2.12.

Los precios para este tipo de tarifa se pueden observar en la tabla 3.7.

TARIFA 3.0 A	P1	P2	P3
TÉRMINO DE POTENCIA (€/kVAÑO)	13,171455	7,902873	5,268582
TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)	0,057035	0,038228	0,014198

Tabla 3.7.- Precios de la tarifa de acceso 3.0 A durante el año 2010. BOE 31.12.2010

Tarifa 3.1A

Esta tarifa está reservada para consumidores cuya tensión este comprendida entre 1 y 36 kV, con valores de potencia para todos los períodos tarifarios igual o inferior a 450 kW. Las potencia de cada uno de los distintos períodos debe ser mayor o igual que la contratada en el período anterior, es decir, $P_{n+1} > P_n$. Además se le debe sumar la facturación de la energía reactiva.

Los horarios para cada uno de los tipos de tarificación se muestran en la tabla 2.13, así como los horarios de cada uno de los períodos (tabla 2.14), mostrándose en la tabla 3.8.

TARIFA 3.1 A	P1	P2	P3
TÉRMINO DE POTENCIA (€/kVAÑO)	23,541922	14,517671	3,329068
TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)	0,039922	0,035520	0,021737

Tabla 3.8.- Precios de la tarifa de acceso 3.1 A durante el año 2010. BOE 31.12.2010

Tarifa 6.X

Este tipo de tarifas de acceso son generalmente para alta tensión con tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV, y cuya potencia en algún de los períodos sea superior a 450 kW. Esta tarifa también es aplicable a suministros cuya tensión sea superior a 36 kV. Esta tarifa está dividida en 6 grupos, diferenciados entre sí por los valores de tensión a los que están conectadas las instalaciones, estos valores se pueden apreciar en la tabla 3.9. El consumo de cada grupo tarifario se divide en seis períodos, cuyos horarios se mostraban en la figura 2.10, así como la clasificación mostrada en la página 30 y sucesivas.

Como ocurría en la tarifa 3.1 A la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1}) debe ser siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).

Los precios de los términos de potencia y energía se indican en las tablas 3.10 y 3.11.

TARIFA 6.1	> 1 kV y < 36 kV
TARIFA 6.2	> 36 kV y < 72,5 kV
TARIFA 6.3	> 72,5 kV y < 145 kV
TARIFA 6.4	> 145 kV
TARIFA 6.5	Conexiones internacionales

Tabla 3.9.- Clasificación de las tarifas de acceso general de alta tensión

TARIFA	P1	P2	P3	P4	P5	P6
TARIFA 6.1	16,268690	8,141386	5,958142	5,958142	5,958142	2,718489
TARIFA 6.2	14,011190	7,011658	5,131370	5,131370	5,131370	2,341263
TARIFA 6.3	13,157223	6,584306	4,818619	4,818619	4,818619	2,198565
TARIFA 6.4	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847
TARIFA 6.5	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847

Tabla 3.10.- Precios del término de potencia de la tarifa de acceso 6.X durante el año 2010. BOE 31.12.2010

TARIFA	P1	P2	P3	P4	P5	P6
TARIFA 6.1	0,069642	0,052010	0,027715	0,013793	0,008908	0,005577
TARIFA 6.2	0,023232	0,017350	0,009247	0,004600	0,002971	0,001860
TARIFA 6.3	0,018746	0,01400	0,007460	0,003711	0,002397	0,001502
TARIFA 6.4	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,001710	0,001178
TARIFA 6.5	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,001710	0,001178

Tabla 3.11.- Precios del término de energía de la tarifa de acceso 6.X durante el año 2010. BOE 31.12.2010

IMPUESTOS

El impuesto sobre la electricidad establecido por la Ley 66/1997, tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de «coste específico asignado a la minería del carbón», y se expresa como el 4,864% de la facturación total (complementos incluidos).

La base imponible del impuesto está constituida por el resultado de multiplicar por el coeficiente 1,05113 el importe total que, con ocasión del devengo del impuesto, se habría determinado como base imponible del Impuesto sobre el Valor Añadido, excluidas las cuotas del propio Impuesto sobre la Electricidad.

Impuesto sobre la electricidad = $1,05113 \times 4,864\% \times [\text{Término Pot.} + \text{Término Energía} + \text{Complemento Reactiva}]$

El impuesto sobre el valor añadido (IVA): la base imponible incluye el importe de la facturación básica, los complementos si los hubiera, el Impuesto sobre la Electricidad y el alquiler de los equipos de medida. El tipo impositivo es el 18%.

$\text{IVA} = 18\% \times [\text{Término Pot.} + \text{Término Energía} + \text{Complemento Reactiva} + \text{Impuesto Electricidad} + \text{Alquileres}]$.



CAPÍTULO 4: DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA

La herramienta informática creada, ayudará a realizar una estimación del precio que pagará un cliente, por el consumo de energía realizado en un período determinado, teniendo en cuenta siempre la potencia contratada, el consumo de energía y sobre todos los precios del mercado en ese preciso momento.

Esta herramienta puede ser utilizada independientemente del año en el que se realice la consulta, puesto que los precios introducidos por el usuario son los que estén vigentes en el momento de la consulta.

La herramienta está dividida en cuatro bloques, en los que se tratan los 4 grandes grupos de consumidores:

1. Consumidores domésticos.
2. Consumidores domésticos con discriminación horaria.
3. Consumidores industriales para media tensión.
4. Consumidores industriales para alta tensión.

La herramienta, está realizada en varios libros de Excel, una para cada uno de los consumidores mencionados anteriormente.

El funcionamiento de la herramienta en cuestión, es muy sencillo, únicamente hay que introducir los valores de los precios marcados por el Ministerio para los tres primeros grupos, y los precios pactados entre el usuario y comercializadora de último recurso para el último grupo. La base de regulación es la vigente en el año 2010, aunque este valor se podría modificar para adaptarlo al existente en el momento de la consulta.

En todas las estimaciones realizadas el precio total está resaltado en color rojo, para una rápida localización, esta estimación se le podría denominar factura.

Consumidores domésticos sin discriminación horaria.

El diseño del libro para el cálculo de esta estimación es claro para su estudio posterior, se introducen los valores de las lecturas del período a calcular, incluyendo el valor de la potencia, así como los precios marcados por el MITyC, puesto que en este tipo de consumidores los precios como se ha explicado anteriormente están marcados por él.

El libro para este tipo de consumidores se divide en dos partes bien diferenciadas entre sí, a la izquierda todos los datos referentes al contrato, la lectura obtenida del contador así como los impuestos y el alquiler de los quipos de medida.

A su derecha se sitúa la parte de facturación en la que nos calcula los kilovatios consumidos, así como el precio total de nuestro consumo.

Este tipo de consumidor esta acogido a una tarifa ATR 2.0 A y los precios vigentes en este momento son los mostrados en el BOE nº 237 con fecha jueves 30 de Septiembre de 2010. Se puede observar un ejemplo de esta factura en la figura 5.1.

Consumidores domésticos con discriminación horaria.

En este apartado, como ocurría en el de consumidores domésticos, se presenta a la izquierda la parte del contrato, pero con una diferencia, aparecen dos lecturas, las correspondientes a los distintos tipos de precios existentes, tarifa valle y tarifa punta.

Al igual que ocurría en el anterior grupo de consumidores, los precios están marcados por el MITyC, en el BOE mencionado anteriormente.

Este tipo de consumidores se acogen a una tarifa ATR 2.0 DHA. El ejemplo se puede examinar en la figura 5.2.

Consumidores industriales mediana empresa.

En este libro, se puede apreciar tres partes bien diferenciadas:

- Los datos del contrato.
- Los precios de cada uno de los términos (potencia y energía).
- La facturación.

En la primera parte se muestran dos columnas, marcadas con 0.85 P y 1.05 P, ambas nos indican el valor del 85 % o del 105 % de la potencia contratada, valores utilizados posteriormente en la facturación para el cálculo de los importes de potencias punta, valle y llano.

Cuando el maxímetro indica un valor por encima del 0.85% y menor del 1.05% dicho valor será el que se facture; Si está por debajo, será del 85% y si está por encima del 1.05%, será el valor contratado más una penalización, esto se puede ver bien con el ejemplo de la pagina 41.

El valor de la potencia punta es la suma de $P1 + P4$, para todos los términos de potencia, energía y energía reactiva. El de la potencia llano es $P2 + P5$ y el de potencia valle $P3 + P6$.

La potencia reactiva únicamente se factura si el valor máximo entre la energía facturada menos el 33% de la energía reactiva medida es mayor que cero, en caso contrario, la energía reactiva a facturar será cero.

Los impuestos y el resto de servicios prestados por la compañía son iguales a todas las estimaciones mencionas anteriormente.

Como ocurre en los casos anteriores, el precio de potencia activa está marcado por el Ministerio, el término de energía, está compuesto por los peajes (precios marcados por el MITyC, cuyos valores aparecen en la tabla 3.11) más el precio de energía pactado con la comercializadora.

Un ejemplo de esta estimación se puede observar en la figura 5.3 y 5.4.

Consumidores industriales alta tensión.

Respecto a este grupo, ocurre como en el anterior, se observan tres partes dentro de la misma factura, los datos de la potencia contratada, los precios de energía, potencia y los valores de la energía reactiva (dependiendo del coseno de ϕ).

Los términos de energía y potencia, se calculan directamente multiplicando los valores de las potencias consumidas por los precios. A continuación se observa el recargo por exceso de potencia, con las fórmulas mencionadas en el punto 3 de este proyecto (página 72 y 73).

Seguidamente aparece la potencia reactiva, con sus excesos, y los cósenos de cada uno de los períodos junto a los precios, esta formulación es la que aparece en el BOE.

Los excesos se calculan restando el consumo al 33% de la energía activa.

Seguidamente aparecen todos los impuestos directos e indirectos que aparecen en todas las anteriores estimaciones.

Como en el caso anterior, el precio de potencia lo fija el Ministerio. Por otro lado el término de energía activa, se compone de los peajes (precios marcados por el MITyC, cuyos valores aparecen en la tabla 3.11) junto con el precio de energía acordado entre el cliente y la suministradora.

El ejemplo de esta factura se puede visualizar en la figura 5.5 y 5.6.



CAPÍTULO 5: EJEMPLO

En esta parte del proyecto se mostrará una serie de imágenes para, comprobar que la herramienta diseñada, funciona correctamente, para ello se toman unos valores de potencia para cada uno de los distintos consumidores.

Consumidores domésticos sin discriminación horaria.

Potencia contratada: 3300 W.

Tarifa: ATR 2.0 A

Días facturados: 32 días.

Valor de tensión: $U < 1 \text{ kV}$

CONSUMIDORES DOMÉSTICOS SIN DISCRIMINACIÓN

DATOS DEL CONTRATO

Potencia	
Potencia contratada	3,3 kW
Precio Kw	0,056529 €

Energía	
Precio Kwh	0,125159 €

Lectura(kw)	Fecha
21286	04/08/2010
20827	13/07/2010

Impuesto sobre electricidad	
Factor	1,05113
Porcentaje	4,864%

Alquiler de equipos	
Precio alquiler	0,000986 €
Días	32

FACTURACIÓN

Potencia contratada		5,97 €
Energía consumida	459,0 kW	57,45 €
Impuesto sobre electricidad		3,24 €
Alquiler equipos		0,03 €
Subtotal		66,69 €
IVA	18%	12,00 €

IMPORTE TOTAL 78,70 €

Introducir los valores solicitados en las celdas coloreadas
Introducir los valores de potencia en kilovatios.

Figura 5.1.- Consumidores domésticos sin discriminación horaria. Fuente propia

Consumidores domésticos con discriminación horaria.

Potencia contratada: 5500 W.

Tarifa: ATR 2.0 DHA

Días facturados: 32 días.

Valor de tensión: U < 1 kV

CONSUMIDORES DOMÉSTICOS CON DISCRIMINACIÓN

DATOS DEL CONTRATO

Potencia

Potencia contratada

5,5 kW

Precio Kw

0,056529 €

Energía

Precio Kwh valle

0,058616 €

Precio Kwh punta

0,149253 €

Lectura(kw)

Fecha

Valle

1300

23/06/2010

Punta

235

23/06/2010

Impuesto sobre electricidad

Factor

1,05113

Porcentaje

4,864%

Alquiler de equipos

Precio alquiler

0,000986 €

Días

32

FACTURACIÓN

Potencia contratada 5,5 kW 9,95 €

Energía consumida
Valle 1300,0 kW 76,20 €
Punta 235,0 kW 35,07 €

Impuesto sobre electricidad 6,20 €

Alquiler equipos 0,03 €

Subtotal 127,45 €

IVA 18% 22,94 €

IMPORTE TOTAL 150,40 €

Figura 5.2.- Consumidores domésticos con discriminación horaria. Fuente propia

Consumidores industriales, mediana empresa.

Potencia contratada: 41.6 kW.

Tarifa: ATR 3.0 A

Días facturados: 32 días.

Valor de tensión: $U < 1$ kV

CONSUMIDORES INDUSTRIALES MEDIANA EMPRESA

DATOS DEL CONTRATO

Potencia contratada (kW)	Punta (PP)	41,6 kW	0,85 P	1,05 P
	Llano (PLL)	41,6 kW	35,36	43,68
	Valle (PV)	41,6 kW	35,36	43,68

PRECIOS

Término potencia (€/kW·año)	Punta (PP)	13,171455	Término energía (c€/kWh)	Punta (PP)	15,4153
	Llano (PLL)	7,902873		Llano (PLL)	12,1726
	Valle (PV)	5,268582		Valle (PV)	8,0323
React. (€/kVArh)	cos $\varphi < 0,80$	0,062332			
	cos $\varphi > 0,80$	0,041554			

FACTURACIÓN

Maximetro (kW)

P1	38
P2	35
P3	12
P4	4
P5	8
P6	0

Término de potencia

P medida PP	38,0 kW	Precio PP	1,174455 €
P medida PLL	35,0 kW	Precio PLL	0,704673 €
P medida PV	12,0 kW	Precio PV	0,469782 €
P facturada PP	38,00 kW	Importe PP	44,63 €
P facturada PLL	35,36 kW	Importe PLL	24,92 €
P facturada PV	35,36 kW	Importe PV	16,61 €

Importe total potencia 86,16 €

Energía (kWh)

P1	725,08
P2	1936,92
P3	100,83
P4	13
P5	42
P6	20

Término de energía

E facturada EP	738,1 kWh
E facturada ELL	1978,9 kWh
E facturada EV	120,8 kWh
Importe EP	113,78 €
Importe ELL	240,89 €
Importe EV	9,71 €

Importe total energía 364,37 €

Figura 5.3.- Consumidores industriales, mediana empresa. Parte 1. Fuente propia

Energía reactiva			Energía reactiva		
P1	607,75	ER medida ERP	627,8 kVArh	Precio ERP	0,062332 €/kVArh
P2	1788,42	ER medida ERLl	1846,4 kVArh	Precio ERLl	0,062332 €/kVArh
P3	93,5	ER medida ERV	151,5 kVArh	Importe ERP	23,95 €
P4	20	ER facturada ERP	384,2 kVArh	Importe ERLl	74,39 €
P5	58	ER facturada ERLl	1193,4 kVArh		
P6	58	Factor de potencia P	0,76		
		Factor de potencia LL	0,73		
		Factor de potencia V	0,62		
Importe total reactiva					98,33 €
Impuesto sobre electricidad			Servicios y otros conceptos		
Factor	1,05113		Duración alquiler (mes)	1,07	
Porcentaje	4,864%		Precio alquiler (€/mes)	12,00 €/mes	
Base imponible	547,41 €		Otros conceptos (1)	0,60 €	
Importe total impuesto	27,99 €		Importe total alquiler	12,84 €	
Base imponible	588,24 €				
IVA	18%	105,88 €			
IMPORTE TOTAL					694,73 €

Introducir los valores solicitados en las celdas coloreadas

Introducir los valores de potencia en kilovatios.

(1) Concepto al que no se la aplica el IVA

Figura 5.4.- Consumidores industriales, mediana empresa. Parte 2. Fuente propia

Consumidores industriales, alta tensión.

Potencia contratada: 5000 kW.

Tarifa: ATR 6.1

Días facturados: 32 días.

Valor de tensión: $1 \text{ kV} \leq U \leq 36 \text{ kV}$

CONSUMIDORES INDUSTRIALES ALTA TENSIÓN

DATOS DEL CONTRATO

Potencia contratada (kW)	P1	5000,0 kW
	P2	5000,0 kW
	P3	5000,0 kW
	P4	5000,0 kW
	P5	5000,0 kW
	P6	5000,0 kW

PRECIOS

Término potencia (€/kW)	P1	16,268690
	P2	8,141386
	P3	5,958142
	P4	5,958142
	P5	5,958142
	P6	2,718489

Término energía (c€/kWh)	P1	12,0478
	P2	11,6080
	P3	8,6644

React. (€/kVArh)	$\cos \varphi > 0,95$	0,000000
	$0,95 < \cos \varphi \leq 0,80$	0,041554
	$0,80 < \cos \varphi \leq 0,00$	0,062332

FACTURACIÓN

Potencia

Potencia (kW)	Término de potencia
P1 5000,0 kW	Importe P1 81.343,45 €
P2 5000,0 kW	Importe P2 40.706,93 €
P3 5000,0 kW	Importe P3 29.790,71 €
P4 5000,0 kW	Importe P4 29.790,71 €
P5 5000,0 kW	Importe P5 29.790,71 €
P6 5000,0 kW	Importe P6 13.592,45 €

Importe total potencia 18.751,25 €

Energía

Energía activa (kVArh)	Término de energía
P1 387296	Importe P1 46.660,65 €
P2 582364	Importe P2 67.600,81 €
P3 823596	Importe P3 71.359,65 €

Importe total energía 185.621,11 €

Figura 5.5.- Consumidores industriales, alta tensión. Parte 1. Fuente propia

Recargo por exceso de Potencia

	Contratada	Max. Reg.	Aci	Ki	Importe
P1	5000,0 kW		92,568	1	130,19
P2	5000,0 kW			0,5	0
P3	5000,0 kW			0,37	0
P4	5000,0 kW			0,37	0
P5	5000,0 kW			0,37	0
P6	5000,0 kW			0,17	0

Importe total energía por exceso 130,19 €

Potencia reactiva

	Consumo	Excesos	cos φ	Precio	Importe
P1	62315	0	0,98	0	0,00
P2	98325	0	0,98	0	0,00
P3	0	0	1	0	0,00
P4	0	0	1	0	0,00
P5	0	0	1	0	0,00
P6	65983	0	0,85	0,041554	0,00

Importe total reactiva 0,00 €

Impuesto sobre electricidad

Factor 1,05113

Porcentaje 4,864%

Base imponible 204.502,55 €

Importe total impuesto 10.455,59 €

Importe alquiler equipos de medida 83,70 €

Base imponible 215.041,84 €

IVA **18%** 38.707,53 €

IMPORTE TOTAL 253.749,37 €

Introducir los valores solicitados en las celdas coloreadas

Introducir los valores de potencia en kilovatios.

Figura 5.6.- Consumidores industriales, alta tensión. Parte 2. Fuente propia



CAPÍTULO 6: PRESUPUESTO

El presupuesto estimado para la realización de este proyecto se puede observar en la figura 6.1, y asciende a cinco mil doscientos veintisiete euros.



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
Escuela Politécnica Superior

PRESUPUESTO DE PROYECTO

1.- Autor: Rubén Marín Lancha

2.- Departamento: Ingeniería eléctrica

3.- Descripción del Proyecto:

- Título: Precio de la electricidad en España
- Duración (meses): 4
Tasa de costes indirectos: 20%

4.- Presupuesto total del Proyecto (valores en Euros):

Euros

5.- Desglose presupuestario (costes directos)

PERSONAL

Apellidos y nombre	N.I.F. (no rellenar - solo a título informativo)	Categoría	Dedicación (meses) ^{a)}	(hombres)	Coste hombre mes	Coste (Euro)	Firma de conformidad
Rubén Marín Lancha		Ingeniero Senior	1		4.289,54	4.289,54	
						0,00	
						0,00	
						0,00	
						0,00	
Hombres mes 1					Total	4.289,54	

^{a)} 1 Hombre mes = 131,25 horas. Máximo anual de dedicación de 12 hombres mes (1575 horas)
Máximo anual para PDI de la Universidad Carlos III de Madrid de 8,8 hombres mes (1.155 horas)

EQUIPOS

Descripción	Coste (Euro)	% Uso dedicado proyecto	Dedicación (meses)	Periodo de depreciación	Coste imputable ^{d)}
Ordenador personal	1.000,00	100	4	60	66,67
		100		60	0,00
		100		60	0,00
		100		60	0,00
		100		60	0,00
					0,00
Total					66,67

^{d)} Fórmula de cálculo de la Amortización:

$$\frac{A}{B} \times C \times D$$

A = n° de meses desde la fecha de facturación en que el equipo es utilizado
B = periodo de depreciación (60 meses)
C = coste del equipo (sin IVA)
D = % del uso que se dedica al proyecto (habitualmente 100%)

SUBCONTRATACIÓN DE TAREAS

Descripción	Empresa	Coste imputable
Total		0,00

OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO^{e)}

Descripción	Empresa	Costes imputable
Total		0,00

^{e)} Este capítulo de gastos incluye todos los gastos no contemplados en los conceptos anteriores, por ejemplo: fungible, viajes y dietas, otros,...

6.- Resumen de costes

Presupuesto Costes Totales	Presupuesto Costes Totales
Personal	4.290
Amortización	67
Subcontratación de tareas	0
Costes de funcionamiento	0
Costes Indirectos	871
Total	5.227

Figura 6.1.- Presupuesto. Fuente propia



CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES

Los objetivos planteados al comienzo del proyecto, se han cumplido, identificando y explicando con claridad todos los términos que conforman el precio final de la electricidad en España.

También se ha realizado la herramienta informática para la realización y estimación del precio que pagará un determinado cliente por su consumo.

El desarrollo del proyecto me ha aportado:

- Nuevos conocimientos técnicos.
- Búsqueda de información técnica.
- Aprendizaje de redacción de proyectos.



ANEXO I

Comercializadoras existentes en España:

Comercializadora de último recurso	Teléfono de atención al cliente	Dirección Web
Endesa Energía XXI, S.L.	902 508 850	www.endesaonline.com
Iberdrola Comercialización de Último Recurso S.A.U	901 202 020	www.iberdrola.es
Unión Fenosa Metra, S.L	901 220 380	www.unionfenosa.es
Hidrocantábrico Energía Último Recurso S.A.U.	902 860 860	www.hcenergia.com
E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.	902 222 838	www.eon-espana.com

Comercializadora en Mercado libre	Teléfono de atención al cliente	Dirección Web
Aduriz Energía SLU	902 106 199	www.adurizenergia.es
Bassols Energía Comercial S.L.	972 260 082	www.bassolsenergia.com
Céntrica Energía Generación, S.L.U.	902 306 130	www.centricaenergia.es
Céntrica Energía S.L.U.	902 306 130	www.centricaenergia.es
Céntrica Energías Especiales S.L.U.	902 306 130	www.centricaenergia.es
Cide Hcenergía, S.A.	902 02 22 92	www.chcenergia.es
Comercializadora Eléctrica de Cádiz, S.A.U.	956 071 100	www.electricadecadiz.es
Comercializadora Lersa, S.L.	972 700 094	www.lersaenergia.com
Electra del Cardener Energía, S.A.U.	973 480 000	www.ecardener.com
Electra Energía, S.A.U.	964 160 250	www.electraenergia.com www.electradis.cat.es
Electracomercial Centelles, S.L.U.	938 810 931	www.electricasollerense.es
Eléctrica Sollerense, S.A.U.	971 638 145	
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	956 511 901	www.electricadeceuta.com
Endesa Energía, S.A.U.	902 530 053	www.endesaonline.com
Enerco Cuellar, S.L.	921 144 871	www.enercocuellar.com
Eon Energía, S.L	902 902 323	www.eon-espana.com
Estabanell y Pahisa Mercator, S.A.	902 472 247	www.estabanell.com
Factor Energía, S.A.	902 501 124	www.factorenergia.com
Gesternova, S.A.	902 431 703	www.gesternova.com
Hidrocantábrico Energía, S.A.U	902 860 860	www.hcenergia.com
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	902 860 860	www.hcenergia.com
Hidroeléctrica del Valira, S.L.	973 350 044	www.peusa.es
Iberdrola Generación, S.A.U.	901 202 020	www.iberdrola.es
Iberdrola S.A.	901 202 020	www.iberdrola.es
Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.	902 123 456	www.naturgasenergia.com
Nexus Energía, S.A.	902 023 024	www.nexusenergia.com
Unión Fenosa Comercial, S.L.	901 380 220	www.unionfenosa.es

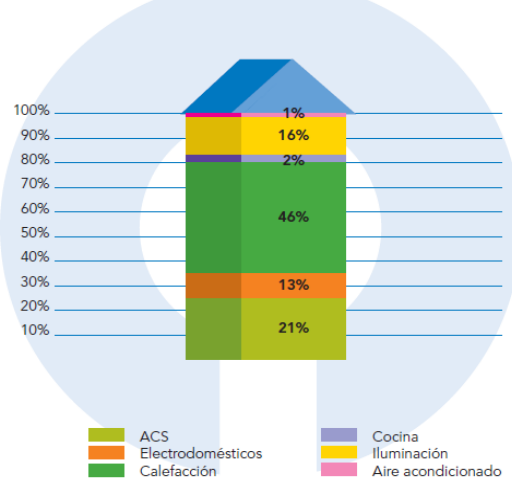


ANEXO II

Extracto de imágenes de la Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable.

Consumo en los hogares españoles por usos (año 2007)

Reparto promedio del consumo de energía:



Fuente: INE/IDAE/EnR

Reparto del consumo eléctrico doméstico

Un hogar medio en España consume cerca de 4.000 kWh al año. En el caso de un hogar que dispusiera de todos los equipos de suministro eléctricos, el reparto medio sería el siguiente:



La versión electrónica de esta Guía, está disponible en www.idae.es



BIBLIOGRAFÍA

[1] OMEL, Operador de Mercado Eléctrico, <http://www.omel.es/inicio/publicaciones> Consulta Noviembre 2010.

[2] MITyC, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, <http://www.mityc.es>. Consulta Diciembre 2010.

- BOE nº del 30.06.2010, <http://www.boe.es/boe/dias/2010/06/30/pdfs/BOE-A-2010-10392.pdf>. Consulta Julio 2010.
- BOE nº del 30.09.2010, <http://www.boe.es/boe/dias/2010/09/30/pdfs/BOE-A-2010-14944.pdf>. consulta Octubre 2010.
- BOE nº 316 del 29/12/2010, <http://www.boe.es/boe/dias/2010/12/29/pdfs/BOE-A-2010-20005.pdf>. Consulta enero 2011.

[3] REE, Red Eléctrica de España, http://www.ree.es/sistema_electrico/boletin_mensual_ree.asp. Consulta Octubre 2010.

[4] Energía y sociedad. www.energiaysociedad.es. Consulta Diciembre 2010.

[5] CNE, Comisión Nacional de energía, www.cne.es. Consulta Diciembre 2010.

Páginas web mercados Europeos:

- APX-ENDEX: <http://www.apxendex.com> (mercado del Reino Unido).
- Belpex: www.belpex.be (mercado belga).
- Powernext SA: <http://www.powernext.com/> (mercado alemán y francés).
- Nord Pool: <http://www.nordpoolspot.com> (mercado de los países nórdicos).
- GME: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Default.aspx> (mercado Italiano).